



3 1761 11650579 3



Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761116505793>

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 18

Thursday, April 30, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 18

Le jeudi 30 avril 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Pursuant to Standing Order 96(2), matters relating to the Department of Energy, Mines and Resources, specifically Canada's oil reserves and resources

CONCERNANT:

Conformément à l'article 96(2) du Règlement, questions relatives au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, spécialement aux réserves et aux ressources pétrolières du Canada

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

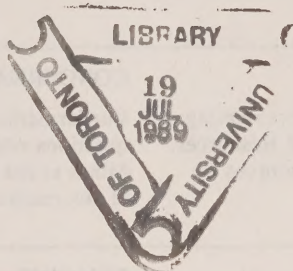
Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage



MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, APRIL 30, 1987

(29)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:13 o'clock a.m., in Room 208 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter and Barbara Sparrow.

Acting Member present: John Parry for Ian Waddell.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From Solar Energy Society of Canada Inc.: Doug Lorriman, President; Jeff Passmore, Vice-President; Bill Eggertson, Executive Director.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of Canada's oil reserves and resources. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated November 24, 1986, Issue 3*).

Doug Lorriman made an opening statement and, with the other witnesses, answered questions.

At 10:52 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage

Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE JEUDI 30 AVRIL 1987

(29)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources s'est réuni ce jour à 9 h 13 en la pièce 208, Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Membre suppléant présent: John Parry remplaçant Ian Waddell.

Aussi présents: Dean Clay, expert-conseil; Lawrence Harris, économiste.

Témoins: De la Société d'Énergie Solaire du Canada Inc.: Doug Lorriman, président; Jeff Passmore, vice-président; Bill Eggertson, directeur général.

Le Comité poursuit, conformément à l'article 96(2) du Règlement, l'examen des questions relatives aux réserves et aux ressources pétrolières du Canada (*Voir Procès-verbaux et témoignages du 24 novembre 1986, fascicule n° 3*).

Doug Lorriman fait une déclaration puis, avec les autres témoins, répond aux questions.

À 10 h 52, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvel ordre.

Le greffier du Comité

Ellen Savage

EVIDENCE

(Recorded by Electronic Apparatus)

[Texte]

Thursday, April 30, 1987

• 0912

The Chairman: Order. The order of the day is oil reserves and resources. Our witnesses this morning are from the Solar Energy Society of Canada Inc. We are very pleased to welcome Mr. Doug Lorrimer, President; Mr. Jeff Passmore, Vice-President; and Bill Eggertson, Executive Director. Gentlemen, welcome. We are very, very pleased to have you here this morning.

Mr. Doug Lorrimer (President, Solar Energy Society of Canada, Inc.): Thank you, Madam Chairman. Before I start my opening statement, I would just like to express our appreciation for being invited to address this group. We as a society have not done so, and we are just embarking on a program to increase the awareness of renewable energy, so we appreciate this opportunity.

Madam Chairman, members of the committee, I am the owner of a small renewable energy business near Toronto and the current elected President of the Solar Energy Society of Canada, Inc. With me today are Jeff Passmore, of Passmore Associates here in Ottawa, who is Vice-President of the society and a consultant in the renewable energy field; and Bill Eggertson, who is our society's Executive Director and works out of our head office here in Ottawa.

The Solar Energy Society of Canada was incorporated in 1974 to promote the use of renewable energy in this country. During the peak of last decade's oil crisis, our membership comprised a large number of Canadians who were anxious to find alternatives to the energy whose price was being manipulated from outside our borders. From that initial thrust, we have positioned ourselves to represent the core element of advocates for renewable energy in Canada. We include the academics involved in R and D, the manufacturers of many diverse products, the consultants who provide services, and other Canadians who share our goal to seek a sustainable energy future for this country.

• 0915

Most members of our society have a strong interest in both energy conservation and renewable energy and we are fully cognizant of the immediate and substantial benefits of energy conservation on the demand side of the energy equation, but we shall not touch on this aspect today. Our principal focus will be on supply side of renewables, which we have been led to believe is more relevant to the current interests of this committee.

TÉMOIGNAGES

(Enregistrement électronique)

[Traduction]

Le jeudi 30 avril 1987

La présidente: La séance est ouverte. Notre ordre du jour porte sur les réserves et les ressources pétrolières. Nous accueillons ce matin des représentants de la Société d'énergie solaire du Canada, Inc. Nous sommes heureux de souhaiter la bienvenue à M. Doug Lorrimer, président; M. Jeff Passmore, vice-président, et M. Bill Eggertson, directeur général. Bienvenue, messieurs. Nous sommes très, très heureux de vous accueillir ce matin.

M. Doug Lorrimer (président, Société d'énergie solaire du Canada, Inc.): Merci, madame la présidente. Avant de présenter notre exposé liminaire, je tiens à vous remercier de nous avoir invités à vous dire quelques mots. Notre société n'avait pas encore eu l'occasion de parler à votre groupe; puisque nous venons à peine de lancer un programme visant à faire connaître l'énergie renouvelable, nous sommes très heureux de l'occasion que vous nous avez offerte.

Madame la présidente, honorables députés, je suis propriétaire d'une petite entreprise d'énergie renouvelable située près de Toronto et, actuellement, le président élu de la Société d'énergie solaire du Canada, Inc. Les délégués qui m'accompagnent aujourd'hui sont Jeff Passmore, de la société *Passmore Associates*, d'Ottawa, vice-président de la société et consultant spécialisé dans le domaine des énergies renouvelables; et Bill Eggertson, directeur général de la société, qui travaille à notre siège social, ici à Ottawa.

La Société d'énergie solaire du Canada a été constituée en 1974 pour promouvoir l'emploi des énergies renouvelables dans ce pays. Au plus fort de la crise du pétrole des années 70, nous avions parmi nos membres un grand nombre de personnes qui désiraient trouver d'autres sources énergétiques que le pétrole, dont le prix dépendait de tripotages à l'étranger. A partir de cet élan initial, nous avons ajusté notre position pour être le porte-parole principal des partisans de l'emploi au Canada des énergies renouvelables. Nous représentons les universitaires faisant des travaux de R&D, les fabricants de nombreux types de produits, les consultants fournissant des services et d'autres personnes croyant comme nous que des sources d'énergie renouvelables pourraient être exploitées dans l'avenir au Canada.

La plupart des membres de notre société sont très intéressés, d'une part, à la conservation de l'énergie et, d'autre part, à l'énergie renouvelable. Nous connaissons parfaitement les avantages immédiats et substantiels de conservation de l'énergie, en ce qui concerne la «demande» dans le bilan énergétique, mais nous n'aborderons pas cette question aujourd'hui. Nous concentrerons notre attention sur l'aspect «approvisionnement» des énergies renouvelables, car

[Texte]

During the past few years we have become increasingly concerned by the marked decline in interest shown towards energy issues, both by Canadian citizens and, to a large degree, by government at all levels. This decline in interest is linked to the drop in the price of international oil and interest in cost-effective and feasible forms of renewable energy has suffered considerably from this same development. As a result, many important facts about renewable energy have gone unnoticed. Let me elaborate.

There are approximately 1,500 firms in what we refer to as the renewable energy sector; all but half a dozen are small businesses, generating about 7,000 direct jobs across Canada and having annual sales of approximately \$600 million. Excluding bio-energy, about 80% of sales are for the export market. Our contribution towards Canada's primary energy demand is close to 7%; that is more than double the estimate made just 10 years ago about potential contribution. The majority of this comes from the combustion of waste products by the forest industry.

During the past decade our sector has received an aggregate support of \$200 million from various federal agencies, primarily through PERD funding. The office of Energy, Research and Development estimates that by 1990 sales of manufactured goods, which can directly trace their origins to federal funding, will reach the \$100 million level.

For afficiendos of statistics, renewable energies contribute about 575 petajoules of energy a year, or more than 41,000 cubic metres, or more than 250,000 barrels of oil a day.

Even at the lowest oil price of \$14 U.S. a barrel, the value of our sector is approximately \$5 million Canadian a day, or \$2 billion a year. At the 1985 oil price of \$28 U.S. a barrel, our value to Canada's energy supply, not including the reduction of demand through conservation measures, was almost \$4 billion annually.

The Department of Energy, Mines and Resources expects the contribution of renewable energy sources to increase 30% by 1995. As an aside, the same federal report, which was prepared in the relatively optimistic days of 1985, predicts Canada's frontiers will yield 42,000 cubic metres a day by the year 2000, equivalent to the current energy contribution of renewables but excluding the billions of dollars of public moneys that will be required to get the frontiers on stream.

[Traduction]

nous avons été amenés à croire que cet aspect répond mieux que tout autre aux préoccupations actuelles de votre Comité.

Au cours des dernières années, nous avons été frappés, de plus en plus, par le fait que les citoyens canadiens et la plupart des autorités gouvernementales à tous les niveaux se sont montrés de moins en moins intéressés aux questions touchant l'énergie. Cette perte d'intérêt est relié à la chute du prix du pétrole au plan international. C'est ainsi que l'on a pratiquement cessé de prendre en considération les formes possibles de l'énergie renouvelable et leur avantage du point de vue coût. Pourtant, il existe de nombreux faits au sujet des énergies renouvelables dont je vais vous parler.

Le secteur des énergies renouvelables comprend environ 1,500 entreprises. A quelques exceptions près, il s'agit de petites entreprises. Au total, elles donnent directement de l'emploi à 7,000 personnes, et leur chiffre annuel de ventes atteint 600 millions de dollars. A l'exception de la bioénergie, environ 80 p. 100 des ventes sont liées à des contrats d'exportation. Notre contribution à la demande d'énergie primaire du Canada s'élève à environ 7 p. 100, ce qui représente plus du double de l'estimation faite il y a 10 ans; la majorité de cette contribution provient de la combustion des déchets de l'industrie forestière.

Au cours de la dernière décennie, notre secteur a reçu une aide totale de 200 millions de dollars fournie par diverses agences fédérales, principalement en vertu du programme de financement PERD. Le Bureau de recherche et de développement sur l'énergie estime qu'en 1990, la vente des produits manufacturés grâce au financement fédéral atteindra le niveau des 100 millions de dollars.

Pour les amateurs de statistiques, les énergies renouvelables apportent une contribution d'environ 575 pétajoules par an, ou plus de 41,000 mètres cubes, ou plus de 250,000 barils de pétrole par jour.

Même au prix du pétrole le plus bas, à savoir 14\$ américains le baril, la valeur de notre secteur atteint environ 5 millions de dollars canadiens par jour, soit 2 milliards de dollars canadiens par an. En 1985, alors que le prix du pétrole atteignait 28\$ américains le baril, notre valeur pour les approvisionnements énergétiques du Canada, sans compter la réduction de la demande grâce aux mesures de conservation, atteignait presque 4 milliards de dollars par an.

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources s'attend à ce que la contribution des sources d'énergie renouvelables augmente de 30 p. 100 d'ici à 1995. De plus, le même rapport fédéral, préparé au cours des journées relativement optimistes de 1985, prédit que les régions nouvellement explorées fourniront 42,000 mètres cubes par jour en l'an 2000, ce qui équivaut à la contribution actuelle des énergies renouvelables. Il faudra, cependant, ajouter des milliards de dollars provenant des fonds publics pour exploiter les régions vierges.

[Text]

This morning we hope to convince this committee of the benefits a greater reliance on renewables can bring to Canada. Our sector has tremendous potential to create decentralized, long-term jobs for Canada, to make a significant contribution to export sales, to participate in the high-tech evolution of our industrial base, to preserve our environmental heritage—and just briefly to underscore that for a minute; this is reiterated in spades by the recently released Brundtland report—and, of course, to make a serious dent in the consumption of convention energy sources, whether it be nuclear, coal, large hydro, gas or oil. We believe we can compete economically with these other sources when all—and I underline all—costs are taken into account.

Our comments will rely on data contained in the latest NEB forecasts, which indicate oil currently provides 2,725 petajoules of energy, of which 1,714 petajoules is for transportation, 274 petajoules for industrial, 265 petajoules for residential, 211 for non-energy use, 132 petajoules for petrochemicals, and 130 petajoules for commercial use.

Although our presentation has been designed to address the specific issue of how renewables can displace the need for oil as a future energy source, we would be pleased to discuss the role of renewable energy vis-à-vis other sources. In some cases our arguments will refer to non-oil sources, but this is done in the context of illustrating the overall potential of our sector.

In order to ensure that you appreciate the fine points of each technology we shall address this morning, I would like to ask Bill Eggertson briefly to outline each term, and he has some slides to illustrate as well.

Mr. Bill Eggertson (Executive Director, Solar Energy Society of Canada, Inc.): Although oil, gas, and coal owe their existence to the sun as well, the generic term "solar energy" refers to any source of power that is renewable within a reasonable period of time.

The most common application is active solar thermal, known to most people as the flat boxes which sit on the southern roofs of buildings. These boxes heat water or other fluids by the sun's rays and then deliver the hot water to domestic showers, car washes, textile plants, pulp and paper operations, and other uses for medium-temperature water between 30° and 60° Celsius. In Israel and Japan about half the houses use these systems for domestic hot water, and Canada is responsible for some of the most significant innovations in this area during the past decade, such as low flow and the mega concept, which decrease costs and increase energy output.

[Translation]

Ce matin, nous espérons convaincre les membres du Comité que l'on peut compter sur les énergies renouvelables pour le plus grand bien des Canadiens. Notre secteur possède un potentiel énorme: pour créer des emplois à long terme, partout au Canada; pour contribuer largement aux exportations; pour participer à l'évolution de la haute technologie de notre base industrielle; pour ménager notre héritage environnemental—le rapport Brundtland, qui vient tout juste d'être publié, le confirme d'ailleurs—et, naturellement, pour réduire sérieusement la consommation des énergies classiques, comme le nucléaire, le charbon, l'hydro-électricité, le gaz et le pétrole. Nous croyons pouvoir concurrencer économiquement les sources classiques, compte tenu de tous—et je le répète—de tous les coûts.

Nos commentaires s'appuient sur des données ayant paru dans les plus récentes prévisions de l'Office national de l'énergie. Ces données montrent que le pétrole fournit actuellement 2,725 pétajoules d'énergie, dont 1,714 pétajoules pour le transport, 274 pétajoules pour l'industrie, 265 pétajoules pour les résidences, 211 pétajoules pour des usages non énergétiques, 132 pétajoules pour la pétrochimie et 130 pétajoules pour des usages commerciaux.

Le but de notre exposé est de montrer comment les énergies renouvelables pourraient remplacer le pétrole dans l'avenir. Cependant, nous serions enchantés de parler du rôle des énergies renouvelables à l'égard d'autres sources que le pétrole. C'est ainsi que pour illustrer le potentiel global de notre secteur, nous serons amenés, dans certains cas, à parler de sources non pétrolières.

Pour m'assurer que vous comprendrez les particularités des technologies dont nous allons parler ce matin, je vais demander à Bill Eggertson de vous donner un aperçu des termes que nous utiliserons; il se servira d'ailleurs de diapositives à cette fin.

M. Bill Eggertson (directeur général, Société d'énergie solaire du Canada, Inc.): Bien que le pétrole, le gaz et le charbon doivent leur existence au soleil, le terme générique «énergie solaire» décrit n'importe quelle source énergétique renouvelable dans un délai raisonnable.

L'application la plus courante de l'énergie solaire est le système de chauffage par l'activité du soleil. La plupart des gens ont aperçu des panneaux sur les toits, faisant face au sud, de certains bâtiments. Ces panneaux solaires permettent de chauffer de l'eau ou d'autres fluides grâce aux rayons du soleil. L'eau chaude ainsi obtenue peut alimenter des douches, des dispositifs de lavage d'automobiles, des installations dans l'industrie textile, des opérations dans l'industrie des pâtes et papiers, et répondre à d'autres besoins requérant une eau moyennement chaude, soit de 30 à 60 degrés Celsius. En Israël et au Japon, la moitié des maisons sont munies de panneaux solaires pour l'obtention d'une eau chaude destinée à des usages domestiques. Au cours de la dernière décennie, d'importantes innovations dans ce domaine ont vu le jour au Canada, comme le «faible écoulement» et le

[Texte]

Solar-heated water for swimming pools displaces large quantities of oil and results in a very short pay-back period. So do some applications of commercial space heating, such as the recently installed Ford Motor plant in Oakville.

Another major contribution is passive solar, a broad term used to describe the physical orientation of a house towards the south in order to capture the warming rays of the sun. Although it is impossible to quantify the amount of oil displaced by this technique, the total contribution of passive solar will continue to grow as we make technological advances into so-called super windows, which are far more energy efficient than glazing systems currently being installed, or the Canadian light pipe, which can transmit solar illumination to the bowels of an office building for even lighting that does not place a strain on air-conditioning facilities.

Photovoltaics are the thin panels most Canadians see in their calculators that capture sunlight and convert it directly to electricity. Almost 3,000 systems have been installed across Canada, mainly by our Coast Guard at sites such as the Sable Island coastal warning beacon and by telecommunications companies to power remote repeater stations in northern locations. When looking at a cost of up to \$20,000 per kilometre to extend conventional grid power lines, Transport Canada often finds it cheaper to replace perimeter lights at airports with PV power.

One community in northern Ontario recently switched on its PV installation last October to provide electricity for the village residents, an option being adopted by remote tourist lodges and wilderness sports camps which need small-scale power. In most cases installations are still supplemented by a diesel for auxiliary use, but the diesel runs less so it does not need expensive refuelling or maintenance trips.

Wind energy caught on in the United States recently, especially in California about four years ago, when the United States Supreme Court upheld 1978 legislation ordering utilities to purchase power from private sector generators. In Canada, Alberta is the centre of wind activity, with a test site for water pumpers in Lethbridge and hundreds of ranchers using turbines. Ontario is installing a machine on Hudson's Bay to displace diesel-generated power, and many sites in the Atlantic region—

[Traduction]

«mégaconcept», qui réduisent les coûts et accroissent le rendement énergétique.

L'utilisation de l'énergie solaire pour le chauffage de l'eau des piscines permet de remplacer d'importantes quantités de pétrole et devient rentable très rapidement. Il en va de même pour le chauffage commercial, comme le système que l'on a récemment installé à l'usine de la société Ford à Oakville.

Une autre contribution majeure a été l'énergie solaire «passive»—ce terme signifie que la maison est orientée vers le sud pour capter plus facilement les chauds rayons du soleil. Bien qu'il soit impossible de quantifier la quantité de pétrole que cette technique permet de remplacer, la contribution totale de l'orientation passive continuera de s'accroître au fur et à mesure des progrès réalisés dans la conception des «superfenêtres», qui seront beaucoup plus efficaces que les vitres actuellement installées. Des progrès sont également attendus en ce qui concerne la «canalisation de lumière», de conception canadienne, qui permet de transmettre l'éclairage du soleil dans les entrailles d'un immeuble à bureaux pour que la lumière soit uniformément répartie et que les climatiseurs ne soient pas surmenés.

Les cellules photovoltaïques sont les petites plaques minces que la plupart des Canadiens trouvent dans leurs calculatrices; elles captent la lumière du soleil et la convertissent directement en électricité. Près de 3,000 systèmes ont été installés d'un bout à l'autre du Canada, principalement par notre Garde côtière, dans des lieux comme les balises d'avertissement sur les côtes de l'île de Sable, et par des compagnies de télécommunications pour actionner les émetteurs relais dans les régions nordiques. Lorsque Transports Canada fait face à un coût pouvant aller jusqu'à 20,000\$ par kilomètre pour prolonger les lignes électriques d'un réseau classique, il décide souvent de réduire ses dépenses en remplaçant, dans les aéroports, les lumières périphériques par des lampes photovoltaïques.

Une communauté du nord de l'Ontario a mis en oeuvre son installation photovoltaïque en octobre 1986 pour fournir de l'électricité au village. Un dispositif photovoltaïque spécial est en voie d'adoption dans des cabines touristiques et des camps de sport installés dans des régions éloignées où les besoins en électricité sont modestes. Dans la plupart des cas, les installations photovoltaïques sont complétées par un moteur diesel qui ne fonctionne qu'occasionnellement, de telle sorte que ce moteur requiert moins de carburant et moins d'entretien, ce qui évite des déplacements coûteux.

L'énergie éolienne s'est implantée aux États-Unis, particulièrement en Californie, il y a environ quatre ans, alors que la Cour suprême américaine a confirmé la législation de 1978 ordonnant aux fournisseurs d'électricité d'acheter l'énergie électrique produite dans les génératrices du secteur privé. Au Canada, c'est en Alberta que l'on trouve la plus grande utilisation du vent comme source d'énergie. Il y a un centre d'essai pour machines à pomper l'eau à Lethbridge, et des centaines de

[Text]

particulièrement Prince Edward Island, Newfoundland, and the Îles-de-la-Madeleine—would make ideal sites for wind farms. Canada pioneered the use of the vertical axis wind turbine and the largest system in the world is due for commissioning some time this year along the St. Lawrence.

Small hydro is a concept that should need no explanation, although the technology of capturing falling water in a small site is not quite the same as it is behind the engineering details necessary for a Niagara Falls. The term "small hydro" applies to sites of less than 10 or 20 megawatts. By comparison, James Bay has about a 10,000-megawatt capacity. A federal survey in 1985 estimated that 3,000 megawatts of undeveloped small hydro potential across Canada exists, more than 70% of which could be linked to the grid.

Bio-energy ranges from the simple wood stove in your living room to the Biosyn operation in St-Juste-de-Bretenières, the world's largest wood gasifier, which produces electricity or fuels such as methanol. Bio-energy can be derived from damaged or waste trees, vegetation, sea kelp or algae, or even garbage. In the case of energy from waste, in addition to generating power, there is a reduced need for municipal landfill sites. Bio-fuels hold tremendous potential as a transportation fuel to reduce our dependence on petroleum products.

• 0925

There are many other technologies grouped under the term "renewable energy", such as co-generation, peat, geothermal and hydrogen, but these areas are not under the expertise of our delegation today.

In most cases, the technological barriers are surmountable. I will ask Jeff Passmore to elaborate upon the institutional barriers which are restricting renewable energies from making their maximum contribution to Canada's energy needs.

Mr. Jeff Passmore (Vice-President, Solar Energy Society of Canada, Inc.): In all those cases where you saw the slides Bill showed, whether we are talking about small hydro, wind, bio-energy, these technologies are economic at the margin. "Energy at the margin" is the operative phrase. By this, I mean we are cost competitive. We are economic when compared to the cost of energy produced from the Beaufort Sea, Darlington, and new co-fired facilities in Nova Scotia, etc.

[Translation]

propriétaires de *ranch* emploient des turbines éoliennes. En Ontario, on installe actuellement une machine à la baie d'Hudson pour remplacer une génératrice diesel. Dans les provinces Atlantiques, particulièrement à l'Île-du-Prince-Édouard, à Terre-Neuve et aux Îles-de-la-Madeleine, il existe de nombreux sites qui, seraient parfaits pour l'implantation de «fermes éoliennes». Le Canada a fait oeuvre de pionnier dans la conception des turbines éoliennes à axe vertical, et le plus grand système du monde doit être mis en service cette année en bordure du Saint-Laurent.

Les petits développements hydro-électriques ne devraient nécessiter aucune explication, bien que la technologie requise pour capter une chute d'eau dans un lieu restreint n'ait rien de comparable à l'ingénierie des centrales des chutes du Niagara. L'expression «petits développements hydro-électriques» s'applique à des sites pouvant fournir moins de 10 ou 20 mégawatts. Rappelez-vous que la capacité de la Baie James est de 10,000 mégawatts. Une enquête fédérale effectuée en 1985 a permis d'identifier un potentiel de petits développements hydro-électriques pouvant totaliser 3,000 mégawatts dans l'ensemble du Canada, dont plus de 70 p. 100 pourraient contribuer à l'alimentation du réseau électrique.

La bioénergie va du simple poêle à bois domestique à l'installation de biosynthèse de Saint-Juste-de-Bretenières, qui est la plus grande du monde pour gazéifier le bois afin de produire de l'électricité ou des carburants comme le méthanol. La bioénergie peut être extraite des arbres endommagés, de la végétation, du varech, des algues, et même des ordures. Grâce à «l'énergie provenant des déchets», on peut produire de l'électricité tout en réduisant l'utilisation des dépotoirs municipaux. Les biocarburants offrent un potentiel énorme pour la propulsion de tous les moyens de transport, ce qui réduira notre dépendance des produits pétroliers.

Il existe de nombreuses autres technologies entrant dans la catégorie des «énergies renouvelables». Il y a, par exemple, la cogénération, la tourbe, l'énergie géothermique et l'hydrogène. Notre délégation n'est pas en mesure aujourd'hui de vous parler de ces technologies.

Dans la plupart des cas, les barrières technologiques sont surmontables. Je demanderai à Jeff Passmore de vous donner des précisions au sujet des barrières institutionnelles qui empêchent les énergies renouvelables d'apporter leur contribution maximale pour répondre aux besoins énergétiques du Canada.

M. Jeff Passmore (vice-président, Société d'énergie solaire du Canada, Inc.): Dans tous les cas dont nous avons parlé, et pour lesquels Bill a montré des diapositives, qu'il s'agisse des petits développements hydro-électriques, de l'énergie éolienne, ou de la bioénergie, les énergies renouvelables sont économiquement viables lorsque l'on considère les coûts de l'énergie «en marge». C'est là l'aspect le plus important. Nous offrons une solution de rechange rentable si l'on compare l'énergie renouvelable aux coûts

[Texte]

The point is that we are not comparing apples with apples if you compare renewables to the average embedded costs of energy. Energy at the margin is what we are talking about. We are very cost competitive. On a straight economic basis, we are competitive with new energy. That does not even include the environmental benefits of renewables, such as no acid rain and no spent fuel.

The Renewable Energy Sector faces barriers on a number of fronts. Although oil prices have plunged since their post-OPEC peak, the public perception that the energy crisis is over is fallacious. Oil is actually a state of mind. While it is true oil prices have been dropping, electricity prices have been going up. Everyone admits the current world oil price will probably go back up. It is just a question of when.

Until recently, this barrier has been reinforced by a number of government actions, notably the elimination of NRC's division of energy, the dropping of the CHIP and COS programs and the general ambivalence towards sustainable sources of energy. I say until recently because, of course, we are looking forward to the outcome of the recent Marcel Masse initiative which has been announced. We are looking forward to that dialogue.

In addition, there is an understandable tilt towards large-scale mega-projects that provide greater photo opportunities and the illusion of high employment levels. Virtually all mega-projects are on hold currently. We all know there is no money around. Although large projects like that are beneficial for short-term job-creation opportunities, the renewable sector creates more jobs per dollar of investment.

There is a substantial economic barrier created by what we refer to as the lack of a level playing field. This is something we are very much interested in seeing established. Conventional sources of energy are privy to a large number of tax concessions, incentive programs, accelerated depreciation allowances, grants and subsidies. To give you a couple of examples, as you all know, provincial utilities are not only tax exempt, but also receive government guarantees for the money they borrow. You have renewable energy projects going ahead. They can still be cost competitive, although they have a very high cost of capital compared to the very low cost of capital many of the mega-projects have.

[Traduction]

de l'énergie produite à Beaufort, à Darlington ou aux nouvelles installations alimentées au charbon de la Nouvelle-Écosse.

Si vous comparez l'énergie renouvelable aux coûts moyens associés à la production énergétique, vous ne comparez pas des choses semblables. C'est pourquoi nous insistons sur les coûts de l'énergie «en marge». Nous pouvons vraiment livrer concurrence aux autres sources d'énergie. Si l'on compare simplement les facteurs économiques, c'est possible. Nous pourrions également mentionner les avantages environnementaux de l'énergie renouvelable, qui ne contribue pas aux pluies acides et ne dégage absolument rien.

Le secteur des énergies renouvelables doit affronter plusieurs types de barrières. Bien que les prix du pétrole se soient effondrés depuis leur montée spectaculaire après la constitution de l'OPEP, l'impression du public que la crise de l'énergie est chose du passé est une impression fallacieuse. C'est une question de perception. Il est vrai que les prix du pétrole se sont effondrés, mais les prix de l'électricité, eux, sont à la hausse. Tout le monde admet que le prix mondial du pétrole va remonter, mais on ne sait pas quand.

Jusqu'à tout récemment, cette barrière psychologique avait été renforcée par certaines mesures prises par le gouvernement, tout particulièrement la suppression de la Division de l'énergie du CNRC en 1984, l'abandon du Programme d'isolation des maisons et du Programme de remplacement du pétrole; il existe une ambivalence générale en ce qui concerne le soutien des sources d'énergie. J'ai dit «jusqu'à tout récemment», parce que, évidemment, nous avons hâte d'en connaître plus long sur la décision annoncée récemment par Marcel Masse. Nous sommes impatients de connaître les résultats de ce dialogue.

De plus, il y a une tendance compréhensible vers les mégaprojets qui fournissent de bonnes occasions de prendre des photographies intéressantes et qui donnent l'illusion de nombreux emplois, alors que virtuellement tous les mégaprojets sont en panne. Nous savons tous qu'il n'y a pas d'argent. Ces mégaprojets créent des emplois à court terme; cependant, en fonction d'investissements comparables, le secteur de l'énergie renouvelable crée plus d'emplois.

Il existe une importante barrière économique constituée par ce que nous appelons l'absence d'un traitement équitable de tous les intervenants. Nous voulons absolument que les choses changent. Les sources énergétiques classiques comptent sur un grand nombre de conditions fiscales, de programmes d'encouragement, d'indemnités pour dépréciation rapide et de subventions. Par exemple, comme vous le savez, les commissions provinciales d'électricité sont non seulement exemptes d'impôt, mais elles obtiennent la garantie du gouvernement pour les sommes d'argent qu'elles empruntent. Des projets d'énergie renouvelable sont lancés; ils peuvent être concurrentiels, au niveau des

[Text]

Renewable energy projects are tailor-made for use in remote regions, but they must compete, for example, with diesel fuel which is not taxed. Diesel fuel has always been tax exempt. About a year and a half ago, the Ministry of Finance put a federal sales tax on photovoltaics and various other renewable energy technologies. The level playing field argument would suggest that if you are going to leave diesel fuel tax exempt, you should also leave photovoltaics tax exempt or you should tax them both.

We have petitioned Marcel Masse's department to undertake a study into the level playing field to identify what we perceive to be the inequities caused by the various hidden subsidies.

At the provincial level, utilities provide a major institutional barrier because of their reluctance to deal with private power producers. As I mentioned already, the entrepreneurs can generate electricity, some of which is oil fired at a cheaper rate, but they are refused a fair price by the utility monopoly. If you are interested, we can talk more about that later.

We also face an image barrier from our competitors, for example, the nuclear associations' campaign to spread rumours about the environmentally dangerous position of solar energy to the claims by the oil industry about how many jobs they can create without providing adequate justification in our estimation.

Mr. Lorrimer: We understand that the current focus of this committee is on the displacement of oil. Therefore, it is probably not necessary to remind the hon. members of the committee that oil is a finite and depleting resource upon which our nation is highly dependent.

Estimates regarding our reserves vary from source to source, but few estimates predict that Canada's oil supplies will meet our demand much beyond the next generation. This may seem like a long time in years, but in terms of the development of the new technology and the infrastructure to support it, that time frame is alarmingly short. Between now and then, whenever then is, should be considered a transition period during which we can wean ourselves from the depleting sources of energy and introduce new technology in a rational and systematic way.

[Translation]

coûts, même si les immobilisations sont beaucoup plus importantes que pour les mégaprojets.

Les systèmes ayant recours aux énergies renouvelables conviennent parfaitement pour les régions éloignées, mais ils doivent concurrencer, par exemple, les carburants diesel, qui ne sont pas frappés par une taxe. De fait, les carburants diesel ont toujours été exclus de toute forme d'imposition. Il y a environ 18 mois, le ministre des Finances a décidé d'imposer une taxe de vente fédérale sur les produits photovoltaïques et toutes sortes d'autres produits d'énergie renouvelable. Si tous les intervenants étaient traités de façon juste et équitable, puisque les carburants diesel ne sont pas visés par une taxe, il devrait en être de même pour les produits photovoltaïques. Sinon, que les deux produits soient visés par une taxe!

Nous avons fait parvenir une pétition à M. Marcel Masse pour qu'une étude soit faite au sujet d'un «traitement équitable» afin d'identifier ce que nous croyons être des inégalités désavantageuses causées par des subventions cachées.

Au niveau provincial, les commissions d'électricité établissent une importante barrière institutionnelle, en ce sens qu'elles sont peu disposées à traiter équitablement les producteurs d'électricité du secteur privé. Comme je l'ai signalé tout à l'heure, ceux-ci peuvent produire de l'électricité, parfois à l'aide de pétrole, à bon compte; cependant, ils ne peuvent pas obtenir un prix décent des commissions monopolisatrices. Si cette question vous intéresse, nous pourrions vous en dire plus long un peu plus tard.

Nous devons également faire face à des barrières d'images établies par nos compétiteurs des autres secteurs comme, par exemple, des campagnes menées par des associations nucléaires pour faire courir des rumeurs au sujet de la soi-disant position dangereuse pour l'environnement de l'énergie solaire et des revendications de l'industrie du pétrole quant au nombre d'emplois qu'elle peut offrir sans même fournir, à notre avis, une justification adéquate.

• 0930

M. Lorrimer: Nous savons que l'objectif actuel du Comité est le remplacement du pétrole. Il n'est donc probablement pas nécessaire de rappeler aux honorables députés que le pétrole est une source limitée en voie d'épuisement à laquelle notre nation s'approvisionne abondamment.

Les estimations relatives à nos réserves varient d'une source à l'autre, et rares sont celles qui prédisent que les approvisionnements en pétrole du Canada satisferont la demande nationale bien au-delà de la prochaine génération. Cela peut sembler une longue suite d'années, mais en ce qui concerne le développement d'une nouvelle technologie et la mise en place d'une infrastructure adéquate pour l'implanter, la période disponible est très courte, ce qui est alarmant. Le temps devant s'écouler d'ici à l'épuisement des réserves de pétrole, peu importe quand cela se produira, devrait être considéré comme une

[Texte]

The end use demands for refined crude oil products are gasoline at 45%, diesel fuel at 20%, light fuel oil and kerosene at 11%, jet fuel and heavy fuel oil at 6% each, and asphalt at 4%, based on our daily consumption of 200,000 cubic meters. The major increase is forecast for conversion to diesel, which will reach 28% by the year 2005 under the NEB's high price scenario.

Now, the technological feasibility of renewable energy can be applied for most of these applications, except of course petro-chemicals. If well designed and well supported R and D programs can be put in place, and if the economic and institutional barriers previously addressed can be resolved, renewable energy will be able to play an appropriate role in the requisite transition.

However, and I stress this, we cannot afford to gamble on the question of when our oil will really run out. The stakes are just too high. We must start this transition process now.

Strategic planning of Canada's energy policy has one major asset now. Ironically, it is the same lack of interest in energy issues that has adversely affected our sector. No one knows how long this hiatus will last, but it is incumbent upon our political leaders to seize this calm before the storm to develop policies that will result in true benefits to Canada. We are very encouraged by the announcement earlier this month by Energy Minister Masse to develop a series of meetings that will generate long-term energy strategy for this country.

The renewable energy sector is ready for an equal chance to compete in the marketplace and to have an opportunity to pay taxes, but we need sound government policies that will make this possible.

Some technologies in our sector are still at the R and D level and would benefit from fiscal assistance, and any support must be considered as an investment in the potential contribution it will make in terms of energy and environmental security for our future needs.

If I may divert for a minute, too often these days when government bureaucrats and politicians talk about moneys put to the oil and gas and some of the conventional energy industries, it is termed an investment. When they look at moneys put to renewable and developing technologies, it is termed a cost. We would like to be considered an investment and an important one.

[Traduction]

période de transition au cours de laquelle nous devrions introduire de nouvelles technologies, systématiquement et de façon rationnelle.

La demande des produits pétroliers raffinés se répartit ainsi: essence, 45 p. 100; carburant diesel, 20 p. 100; fuel léger et kérosène, 11 p. 100; carburant pour moteurs à réaction et fuel lourd, 6 p. 100 chacun, et asphalte, 4 p. 100, sur la base d'une consommation quotidienne de 200,000 mètres cubes. La principale augmentation est prévue pour la conversion au diesel, qui atteindra 28 p. 100 en l'an 2005, compte tenu du scénario des prix de l'Office national de l'énergie.

La faisabilité technologique de l'énergie renouvelable s'applique à la plupart de ces utilisations, à l'exception, naturellement, de la pétrochimie. Si des programmes de R&D bien conçus et bien appuyés étaient mis en oeuvre et si les barrières économiques et institutionnelles susmentionnées étaient supprimées, l'énergie renouvelable pourrait jouer un rôle approprié durant la période de transition qui s'impose.

Cependant, et j'insiste, nous ne pouvons pas attendre les bras croisés jusqu'à l'épuisement réel du pétrole. Nos investissements sont trop lourds! Nous devons commencer dès maintenant le processus de transition.

La planification stratégique de la politique énergétique du Canada fait face actuellement à un grand dilemme. Ironiquement, c'est la même absence d'intérêt pour les questions énergétiques qui a pénalisé notre secteur. Personne ne sait combien de temps durera cette lacune, mais il incombe à nos politiciens de profiter de ce calme avant la tempête pour développer des politiques pouvant être vraiment avantageuses pour le Canada. Nous avons été très encouragés par l'annonce faite au début du mois par le ministre de l'Énergie, M. Masse, quant à la tenue d'une série de réunions qui devront donner naissance à une stratégie énergétique à long terme pour le Canada.

Le secteur des énergies renouvelables ne demande que des chances égales pour avoir sa place sur le marché et payer ses impôts. Pour que cela soit possible, de saines politiques gouvernementales sont nécessaires.

Certaines technologies de notre secteur font encore l'objet de recherche et de développement, et une aide fiscale leur serait nécessaire. Toute aide, en fait, doit être considérée comme un investissement dans la contribution potentielle que les énergies renouvelables peuvent apporter au futur bilan énergétique du Canada.

Permettez-moi d'ouvrir une parenthèse. Trop souvent, lorsque les hommes politiques et les bureaucrates parlent d'injecter des fonds dans le secteur du pétrole, du gaz, ou même des énergies classiques, ils parlent d'investissement. Pourtant, lorsqu'ils parlent de l'énergie renouvelable et des nouvelles techniques, ils parlent de coûts. Nous croyons que toute injection de fonds dans notre secteur représente un investissement, un investissement fort important.

[Text]

Let me end with a quote from the previously referenced Brundtland report, which echoes the message we have been delivering for some time. It says:

A safe, environmentally sound and economically viable energy pathway that will sustain human progress into the distant future is clearly possible. It is also imperative, but it will require new dimensions of political will and institutional co-operation to achieve it.

Madam Chairman, that concludes the formal portion of our presentation. Our delegation would welcome questions from yourself and your colleagues on our statement or on any issue of renewable energies as they relate to displacement of conventional energy sources. I reiterate that our delegation today does not represent a wealth of expertise in the biomass technology area, and so I caution you on that. But in particular, we hope there will be interest in the inequities which need addressing between the conventional and renewable energy sectors, elaboration on the technological advances made to date, or expected, in our sector, and the value of government programs to members of our sector. Thank you very much.

• 0935

The Chairman: Thank you very much, Mr. Lorriman. It is most, most interesting. We will open our questioning with Mr. MacLellan.

Mr. MacLellan: Thank you, Madam Chairman. Doug, I would like to thank Jeff and Bill and yourself for taking the time to come here this morning. I think this is an area that needs a lot of discussion. You gentlemen have been relentless in your efforts to inform people of the benefits of alternate energy. I would like to thank you for that because there has never been an occasion where, to my knowledge, anyone who wanted to have some information was ever denied the chance. You have been very prompt in responding to any inquiries I have had. I would like to thank you for that and also for not making quotes from medieval philosophers. That is very much appreciated. We have seen a lot of those in recent speeches.

One thing that has interested me is this new—to me it is new—breakthrough or maybe it is just a modification of the photo-electric cell in solar energy. I think there was something in the paper about it this morning. They now say they can get 15% efficiency using a photo-electric cell with a solid in liquid rather than the conventional type of cell that has been used.

Do you have any information on that? Could you perhaps explain to me a little more what they are talking about, what is involved and perhaps what the possibilities are?

Mr. Lorriman: Maybe I will take that first and the others may wish to add something. Certainly one of the

[Translation]

En terminant, permettez-moi de citer un passage du rapport Brundtland, que l'on a déjà mentionné; ce passage appuie en quelque sorte ce que nous vous disons depuis déjà un bon moment.

Des sources d'énergie qui ne présentent aucun danger pour l'environnement et qui sont économiquement viables peuvent clairement appuyer notre monde à l'avenir. De fait, c'est essentiel. Pour y arriver, il faudra cependant une volonté politique particulière et une certaine coopération institutionnelle.

Madame la présidente, voilà la conclusion de notre exposé liminaire. Notre délégation serait heureuse de répondre aux questions que vous-même et vos honorables collègues pouvez nous poser au sujet de notre exposé ou de toute autre question touchant les énergies renouvelables destinées à remplacer les sources énergétiques classiques. Je dois cependant répéter que nous ne sommes pas des experts dans le domaine de la biomasse. Nous espérons, en particulier, que l'on voudra bien considérer les inégalités qui existent entre le secteur des énergies classiques et celui des énergies renouvelables et que l'on s'efforcera de supprimer ces inégalités. Nous nous attendons à une discussion sur les progrès réalisés et prévus dans notre secteur. Enfin, la valeur des programmes gouvernementaux doit être reconnue pour les entreprises de notre secteur. Merci beaucoup.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Lorriman. Vos propos étaient fort intéressants. Notre premier intervenant sera M. MacLellan.

M. MacLellan: Merci, madame la présidente. Doug, j'aimerais vous remercier, ainsi que Jeff et Bill, d'être venus ce matin. Je crois que ce secteur vaut la peine d'être étudié. Messieurs, vous n'avez cessé de renseigner les gens sur les avantages que présentent ces autres sources d'énergie. J'aimerais vous en remercier, parce que, à ma connaissance, il suffit à quiconque veut de plus amples renseignements de s'adresser à vous. Je peux dire que vous avez répondu avec beaucoup d'empressement à toutes mes demandes. J'aimerais vous en remercier. J'aimerais d'ailleurs vous remercier de ne pas avoir cité les grands philosophes du Moyen-Âge. Dans un bon nombre de discours récents, on parle beaucoup d'eux.

Une question m'intéresse tout particulièrement; il s'agit de cette découverte, ou peut-être simplement de cette modification de la cellule photo-électrique. Je crois d'ailleurs qu'il y avait un article dans le journal là-dessus ce matin. Ils disent qu'en utilisant une cellule photo-électrique on peut maintenant obtenir un taux d'efficacité de 15 p. 100 en utilisant un solide dans un liquide plutôt que le type de cellule classique.

Avez-vous de plus amples renseignements sur cette question? Pouvez-vous m'expliquer ce qu'on entend par là, et quelles sortes d'utilisations on pourrait faire de cette cellule?

M. Lorriman: Je répondrai à votre question, puis les autres pourront compléter s'ils le désirent. Un des secteurs

[Texte]

most exciting areas in renewable energy is the photovoltaic sector because it has many potentials and the technology is exciting in itself.

I did not have the advantage of seeing the paper you may have read this morning, but that efficiency quoted is certainly not unrealistic based on the technology available today. In fact, in the laboratories they are getting over 20% efficiencies quite regularly now for photovoltaic cells.

The technology for photovoltaics is not new. For years, ever since they started putting things in space, the space vehicles have been powered by photovoltaic panels. That is the only way they could get power up there. The trouble was that price was no object in the space program and the panels which were developed were very expensive and highly sophisticated. The challenge over the last 15 years or so in the photovoltaics field is to take that technology and bring the economics down to earth.

Mr. MacLellan: Literally and figuratively.

Mr. Lorrimer: Exactly, and they have been very successful in that. Now, granted some of the targets that were bandied about, say 10 years ago, in terms of what may happen were a little optimistic. Regardless of that, however, there still have been significant advances. Some of the advantages we are seeing now are that there are some applications where energy is required where photovoltaics is not just the technology of choice, but the only technology available.

Now, I will reference certain remote communication and remote-sensing and navigational devices where they have to be powered somehow. They are finding photovoltaics is really the one source that provides reliable and appropriate power that does not have to be maintained and serviced to the same degree. So it is a very exciting field and it is making inroads all the time.

Mr. Passmore: I add here only to repeat that photovoltaics is what we describe as a very elegant technology. It has no moving parts and no fuel except the sun; it creates electricity directly from the sun.

My only comment on the economics is—and this is one of these issues that we always get into on the level playing field—that photovoltaics goes head-to-head in remote communities in the north with diesel fuel. Automatically we are 12% more expensive because we pay federal sales tax and diesel fuel does not. We cannot talk about what is more cost-effective without looking at the federal sales tax.

Photovoltaics for the Canadian Coast Guard—they put in between 2,000 and 3,000 installations and are extremely happy with them on their remote markers for navigational aids. The Coast Guard has switched almost all, and is in

[Traduction]

les plus intéressants des énergies renouvelables est celui de l'énergie photovoltaïque, parce que ce secteur offre de très bonnes perspectives. De plus, la technique, en soi, est fascinante.

Je n'ai pas lu l'article dont vous parlez, mais le taux d'efficacité que l'on mentionne est réaliste, compte tenu des techniques disponibles aujourd'hui. De fait, en laboratoire, on obtient très souvent un taux d'efficacité de 20 p. 100 lorsqu'on utilise des cellules photovoltaïques.

Les techniques utilisées ne sont pas nouvelles. Depuis des années, depuis que l'on envoie des objets dans l'espace, les véhicules spatiaux sont alimentés grâce à des panneaux photovoltaïques. C'était d'ailleurs la seule façon d'obtenir de l'énergie là-haut. Puisque les coûts importaient peu dans le cadre du programme spatial, les panneaux construits sont très dispendieux et perfectionnés. Au cours des 15 dernières années, dans le domaine photovoltaïque, il a fallu utiliser ces techniques et, au point de vue économique, être un peu plus terre à terre.

M. MacLellan: Littéralement.

M. Lorrimer: C'est vrai. Ces efforts ont été couronnés de succès. Évidemment, il faut le reconnaître, certains des objectifs dont on parlait il y a 10 ans étaient peut-être optimistes. Peu importe, des progrès importants ont été réalisés. Par exemple, dans certains cas où on a besoin d'énergie, l'énergie photovoltaïque n'est pas simplement une des nombreuses sources utilisables, mais la seule.

Par exemple, dans le domaine des télécommunications, de la télédétection ou de la navigation, on a découvert que l'énergie photovoltaïque était vraiment la seule source fiable et appropriée; en effet, ce type d'énergie ne nécessite pas le même entretien que les autres. Il s'agit donc d'un domaine fascinant, qui prend une importance toujours croissante.

M. Passmore: La technologie du secteur photovoltaïque est très perfectionnée. Un système du genre ne comporte pas de pièces qui bougent et ne nécessite aucun combustible; le soleil suffit. L'électricité est produite directement grâce au soleil.

On a déjà parlé de traitement équitable de tous les intervenants dans le secteur énergétique; ainsi, quand on parle des facteurs économiques, je dois signaler que le système photovoltaïque livre directement concurrence dans certaines régions éloignées du Nord au carburant diesel. L'énergie photovoltaïque est automatiquement 12 p. 100 plus dispendieuse parce que ce secteur est frappé par une taxe de vente provinciale, alors que ce n'est pas le cas pour le carburant diesel. On ne peut pas parler de rentabilité sans tenir compte des taxes de vente fédérales.

La Garde côtière canadienne est très heureuse du système photovoltaïque; elle a installé entre 2,000 et 3,000 systèmes sur les balises pour l'aide à la navigation. La Garde côtière a presque terminé la transformation de son

[Text]

the process of switching the remainder, of its navigational aids to photovoltaic battery combination.

• 0940

Mr. MacLellan: You mentioned the court case in California, which is very interesting, giving the right to the users of alternate energy to tap into the grid system. That would seem to be a very logical process. What is the situation in Canada? What are the various government positions in Canada on that, and where are we going in Canada in that direction, and perhaps what is the comparable history in the United States?

Mr. Lorrimer: I know that is Jeff's particular field of expertise, but let me just preface his remarks. With the American situation, it is not necessarily giving the renewable companies the right to tap in; it is requiring the utilities to buy power produced by these companies at avoided cost, not historical costs. It is the cost that they would have to pay to put that same capacity on line. It is at the margin. But let Jeff respond in more detail to your question.

Mr. Passmore: That is exactly the case. The legislation was passed in the U.S. in 1978. It was upheld by the U.S. Supreme Court in 1983. The U.S. utilities challenged the legality of the legislation because they did not want to buy power from independents, and the U.S. Supreme Court upheld the law.

In Canada the situation is that all Canadian utilities will permit the private sector to interconnect with the grid; they just will not pay you enough to make it worth your while. No Canadian utilities publicly reveal what their marginal costs are, so in fact this is one of the efforts that our sector has been making in terms of getting public inquiries into the marginal cost of new generation, whether you are talking limestone or genesis or site-C or, in your case, coal-fired facilities. It does not matter what it is, the question is: what is the cost of new energy at the margin?

As far as how this impacts at the federal level, we have made representations to the Ministry of Energy, and to some extent Finance, to use what federal leverage exists with the provincial governments. The federal government has put a fair degree of effort into trying to develop these technologies through the National Research Council and now through Energy, Mines and Resources with R and D programs.

These technologies are ready to go to market, but the marketplace is not being the arbiter, and as a result we have this institutional barrier. We cannot get into the marketplace. Is the federal government going to continue to do demonstration projects without the complementary market-driven forces to make sure these technologies

[Translation]

matériel de navigation et elle utilise désormais une combinaison de piles photovoltaïques.

M. MacLellan: Vous avez parlé d'une affaire entendue en justice en Californie. C'est très intéressant. On donnerait aux usagers d'énergies de remplacement le droit de se raccorder au réseau électrique national. Cela semble très logique. Qu'en est-il au Canada? Quelle est la position des divers gouvernements au Canada? Est-ce qu'on s'oriente dans cette direction? Pouvez-vous nous relater les événements qui ont mené à une telle situation aux États-Unis?

M. Lorrimer: C'est le domaine de spécialisation de Jeff, mais je voudrais ajouter quelque chose avant de lui donner la parole. Aux États-Unis, on ne donne pas nécessairement aux compagnies distributrices d'énergie renouvelable le droit de se raccorder au réseau. On demande aux compagnies d'électricité d'acheter de ces compagnies-là l'énergie produite et de verser l'équivalent des coûts pour elles. Il s'agit des coûts que les compagnies d'électricité auraient à assumer pour intégrer la même capacité au réseau. C'est la marge. Jeff va vous donner plus de détails.

M. Passmore: C'est tout à fait cela. La loi a été adoptée aux États-Unis en 1978. Elle a été maintenue par la Cour suprême des États-Unis en 1983. Les sociétés d'électricité américaines ont contesté cette loi parce qu'elles ne voulaient pas acheter du courant à des indépendants, mais la Cour suprême des États-Unis a maintenu la loi.

Au Canada, toutes les compagnies d'électricité canadiennes permettent aux compagnies du secteur privé de se raccorder au réseau national. Toutefois, ce qu'elles versent est tellement minime que cela ne vaut pas la peine. Aucune compagnie d'électricité canadienne ne révèle ses coûts marginaux et, en fait, notre secteur a concentré ses efforts pour obtenir des enquêtes publiques afin qu'on divulgue les coûts marginaux de la nouvelle production, qu'il s'agisse d'installations à la pierre à chaux, d'origine ou de site-C, ou encore, dans votre cas, au charbon. Peu importe la nature des installations, car ce qui compte, ce sont les coûts marginaux de la nouvelle énergie.

Si je comprends bien, cela a des répercussions à l'échelon fédéral, et nous avons fait des démarches auprès des ministères de l'Énergie et des Finances pour que l'on fasse intervenir l'influence fédérale auprès des gouvernements provinciaux. Le gouvernement fédéral a fait un assez gros effort pour mettre au point ces nouvelles techniques au Conseil national de recherches, et grâce aux programmes de recherche et de développement du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Ces techniques sont prêtes à être mises en marché, mais le marché ne répond pas et, par conséquent, nous faisons face à des barrières institutionnelles. Nous ne pouvons pas percer sur le marché. Le gouvernement fédéral continuera-t-il d'appuyer des projets de démonstration sans prévoir les forces complémentaires permettant de créer un marché

[Texte]

indeed have somewhere to go after you have demonstrated them?

Mr. MacLellan: Yes, I agree it is highly unreasonable to ask people to invest in the alternate energy only not to be allowed to have their product purchased at a competitive price in respect of jurisdiction. I think that is a very good point. I hope you will continue to push for these inquiries into exactly what the prices are.

Mr. Lorriman: We hope you continue to push too.

Mr. MacLellan: Well, certainly.

The Chairman: Thank you, Mr. MacLellan. Mr. Parry.

Mr. Parry: Thank you very much, Madam Chair.

I had a number of questions of clarification I wanted to ask you in order to improve my understanding of your presentation, which I found extremely interesting and am very glad to have been here for it.

At the bottom of page 1 and the top of page 2 you state:

... sales of manufactured goods which can directly trace their origins to federal funding will reach the \$100 million level.

Is that on an annual basis or total?

Mr. Eggertson: That is aggregate. That is the number of sales since the federal government started supporting the sector.

Mr. Parry: Do you have a rough figure for annual sales now?

• 0945

Mr. Eggertson: Yes, annual sales of \$600 million.

Mr. Passmore: We are talking federal government money into the—

Mr. Parry: It says the Office of Energy Research & Development estimates that by 1990, sales of manufactured goods which can directly trace their origins to federal funding will reach the \$100 million level.

Mr. Eggertson: I will clarify. I thought it was an aggregate. I believe the way OERD did that analysis was they said which contracts we supported, how much goods are being sold as a result of that contract, so there are other renewable energy goods and services being sold that were not federally supported which are not included in that brief.

Mr. Parry: Yes. Maybe I can ask Doug and Jeff something else while you are checking the one for us, Bill.

The northern Ontario community mentioned as having, I believe it was, installed a photovoltaic—

Mr. Eggertson: Big Trout Lake.

[Traduction]

pour garantir que ces technologies peuvent mener à quelque chose une fois qu'elles ont fait leurs preuves?

Mr. MacLellan: Je conviens qu'il est tout à fait illogique de demander aux gens d'investir dans les énergies de remplacement et de leur interdire ensuite de vendre leur produit à des prix concurrentiels dans une province donnée. Je pense que vous avez tout à fait raison. J'espère que vous continuerez de réclamer ces enquêtes, pour que nous sachions exactement quels sont les prix.

M. Lorriman: Nous comptons sur vous également.

M. MacLellan: Volontiers.

La présidente: Merci, monsieur MacLellan. Monsieur Parry.

M. Parry: Merci beaucoup, madame la présidente.

Pour mieux comprendre votre exposé, j'aurais quelques questions à vous poser. J'ai trouvé votre exposé fort intéressant et je suis très content que vous soyez venus témoigner.

À la page 3 de votre exposé, vous dites:

... la vente des produits manufacturés grâce au financement fédéral atteindra le niveau des 100 millions de dollars.

Est-ce que c'est le montant total ou un montant annuel?

M. Eggertson: C'est une somme. C'est le montant des ventes réalisées depuis que le gouvernement fédéral aide le secteur.

M. Parry: Savez-vous ce que sont, grosso modo, les ventes annuelles actuellement?

M. Eggertson: Les ventes annuelles s'élèvent à 600 millions de dollars.

M. Passmore: Il s'agit des investissements fédéraux dans...

M. Parry: On dit que le Bureau de recherche et de développement sur l'énergie prévoit que d'ici à 1990, les ventes de produits manufacturés que l'on pourra attribuer directement au financement fédéral atteindront 100 millions de dollars.

M. Eggertson: Permettez-moi de vous donner des précisions. Je pensais qu'il s'agissait d'une somme. L'analyse du bureau a tenu compte des contrats que nous avons aidés, de la quantité de produits vendus grâce à ces contrats, si bien qu'il y a d'autres produits et services d'énergie renouvelable qui ne sont pas soutenus par le gouvernement fédéral et dont on ne tient pas compte dans le mémoire.

M. Parry: Je vois. Pendant que vous vérifiez, Bill, je vais poser une autre question à Doug et à Jeff.

Les gens du nord de l'Ontario ont dit que par suite de l'installation de piles photovoltaïques...

M. Eggertson: Au lac de la Grande-Truite.

[Text]

Mr. Parry: Yes. It is not providing electricity for the village, it is providing electricity for a school. And the other, the picture of Port Severn, I wish I could report that the generator was actually in use, but the blades are sitting on the ground. I guess they had a problem with the speed governors, which I think has been common to a lot of wind generators—the difficulty in governing the speed of the rotors or the blades. Where was the wind farm in the picture presentation?

Mr. Lorrimer: That would be California.

Mr. Passmore: There are no wind farms in Canada, again because utilities are not prepared to pay you enough to make it worth your while.

The interesting comment that I would make about the problems they have had with wind is that what the private sector generators are saying is that we will go to the capital markets and raise our own financing for these projects, provide our own operation and maintenance, provide performance guarantees and only be paid for energy when we deliver.

So if that wind machine is down, if it is having rotor problems or the blades are off it, then it is not the public that is paying for the downtime, it is the private sector investor that is paying. We only will be paid for a kilowatt hour if we generate a kilowatt hour and that is not the case in the current scenario; the ratepayer or the public sector takes all the risk, but we are saying we will take the risk. We are going to make darn sure our machines are operating because we want to get paid; that is how we do our paybacks when we want a three-year payback or less on these installations.

If it had not been a government demonstration project, that individual would have gone out of business—and probably should have—because he did not do the installation properly.

Mr. Lorrimer: The way you have phrased your comments are part of the problem. Big Trout Lake—yes, it is not a community; we said it was in the community, we did not say necessarily that it was feeding the community. It is a small demonstration; if you scale that up, the same technology can be applied to producing power to the community.

In terms of the Severn Falls installation, yes. People are too quick to pick on one example where it may not be working or where, for temporary reasons, there is a problem. Our magazine, which we produce six times a year, is full of successful examples which far outnumber any examples somebody may wish to pick on, and we can go to any energy source. . . I can point to how many dry wells in Alberta in the oil and gas industry and we can say, well, it is no use putting money into those because they just pump air. So the phraseology, the way you phrased your question, is something that we are up against

[Translation]

M. Parry: C'est cela. Cela ne produit pas d'électricité pour le village, mais pour une école. Pour ce qui est de Port Severn, je souhaiterais pouvoir dire que le générateur est utilisé en fait, mais les lames sont à plat. Je pense que l'on a éprouvé des difficultés avec les régulateurs de vitesse, ce qui est fréquent dans le cas des générateurs à vent. On a du mal à régler la vitesse des rotatives et des lames. Où avez-vous parlé de cette production éolienne dans votre exposé?

M. Lorrimer: Ce serait en Californie.

M. Passmore: Il n'y a pas de production éolienne au Canada parce que les compagnies d'électricité, encore une fois, ne sont pas prêtes à payer ce qu'il faut pour que cela vaille la peine.

Je dirais que si l'on a éprouvé des difficultés dans le cas de l'énergie éolienne, c'est parce que le secteur privé veut obtenir lui-même les investissements nécessaires à ces projets, s'occuper de l'exploitation et de l'entretien et offrir des garanties de performance, quitte à n'être payé qu'une fois que l'énergie serait livrée.

Si ce moulin à vent ne fonctionne pas, si l'on a des problèmes de rotatives ou de lames, ce n'est pas le public qui en fait les frais, mais les investisseurs du secteur privé. On ne sera payé pour un kilowatt-heure que si on le produit, mais ce n'est pas le cas dans la situation actuelle, car les abonnés ou le secteur public assument tous les risques, alors que nous disons que nous, de notre côté, nous les assumerons. Comme nous voulons être payés, nous allons nous assurer que nos installations fonctionnent. Voilà comment nous concevons les remboursements quand nous parlons de remboursements sur trois ans ou moins pour les installations.

Si le projet n'avait pas été un projet de démonstration du gouvernement, les promoteurs auraient dû fermer leurs portes, ce qu'ils auraient sans doute dû faire, parce que les installations n'ont pas été mises en place comme il faut.

M. Lorrimer: La façon dont vous avez fait vos remarques témoigne en partie de l'origine des difficultés. Le lac de la Grosse-Truite n'est pas une localité. C'est là que se trouvent les installations, mais elles ne desserviront pas nécessairement la localité. Il s'agit d'un petit projet de démonstration. Si on lui donne de l'ampleur, les mêmes installations pourront produire de l'énergie pour la localité.

Dans le cas de Severn Falls, c'est autre chose. Les gens sont très prompts à mettre le doigt sur un cas où les choses ne fonctionnent pas, à cause de difficultés provisoires. Notre revue, que nous publions six fois par année, contient des tas d'exemples couronnés de succès, dont le nombre dépasse de beaucoup les échecs, et nous pouvons comparer à n'importe quelle source d'énergie. . . Je peux vous citer beaucoup de puits de pétrole et de gisements de gaz qui sont à sec en Alberta et, de cette façon, on pourrait très bien dire qu'il est inutile d'investir parce que l'on ne fait que pomper de l'air. La façon dont

[Texte]

all the time, because people are too quick to pick bad examples and use them as a generality.

Mr. Parry: Well, you were the guy who gave the bad examples, though, it was not me.

Mr. Lorrman: You just happened to know about it. At the time the photographs were taken, they were in fact working; we were not trying to mislead you.

Your first question—we have the reference, and the reference is ambiguous. I was certainly lead to believe, when I checked into it, that the figure of the \$100 million was an annual sales figure. But I cannot verify it by the wording, and it says:

In 1985, sales in manufactured goods, which can in part directly trace their origins to the Energy R and D Program, are expected to reach \$40 million by 1990.

This is projected to reach the \$100 million. Now, because it says in 1985, I read that as meaning for the year 1985, that was an annual sales figure, but I do confess it could be read either way.

Mr. Parry: I see.

• 0950

Mr. Passmore: I think perhaps what is more significant is in fact the annual sales volume of renewable energy businesses in Canada.

Mr. Parry: Which, as you say, is 600—that was the figure you gave, I think.

Mr. Passmore: That is right, \$600 million, yes.

Mr. Parry: Yes. I am very interested in that study that you have asked Mr. Masse for. What has been the reaction to that so far?

Mr. Lorrman: Where? It depends on where you go. The major reaction to it, especially when we initially raised the issue, is that it is too difficult. This is what we get from the bureaucracy. It is difficult, and we are not trying to pretend otherwise, because what you have to do is... It is very easy for EMR to say they are cutting back their grants to that sector and therefore the playing field is levelling off. But that is ignoring the fact there is so many fiscal and monetary incentives in there too tied to the tax system, which EMR does not have much to do with, and which also have to be investigated.

When we bring that up, then the reaction is that it is too difficult. That does not sell with me, I am sorry. If it is necessary, it should be done, whether it is difficult or not. We all have difficult jobs to do. There seems to be some softening of the position, and from our various contacts we have reason to be encouraged that it may in fact happen in the not too distant future, a study of this nature.

[Traduction]

vous avez posé votre question est une difficulté que nous rencontrons sans arrêt, car les gens sont très prompts à choisir l'exemple des échecs et à généraliser.

M. Parry: C'est vous qui avez donné l'exemple des échecs, ce n'est pas moi.

M. Lorrman: Vous les connaissez, comme par hasard. Au moment où les photographies ont été prises, les choses marchaient. Nous n'essayons pas de vous induire en erreur.

Quant à votre première question... Nous avons la référence, mais elle est ambiguë. À la réflexion, le chiffre de 100 millions de dollars aurait pu être interprété comme un chiffre de ventes annuelles. Ce qui est écrit ne me permet pas de faire la vérification, mais on dit:

En 1985, les ventes de produits manufacturés, qui peuvent être directement attribuées en partie au Programme de recherche et de développement du ministère de l'Énergie, devraient atteindre 40 millions de dollars d'ici à 1990.

On prévoit que cela atteindra 100 millions de dollars. Comme on dit 1985, je suppose que ce chiffre est un chiffre annuel, mais l'autre interprétation est possible.

M. Parry: Je vois.

M. Passmore: Ce qui est encore plus révélateur, c'est le chiffre de ventes annuelles des entreprises d'énergie renouvelable au Canada.

M. Parry: Et vous dites que c'est 600... c'est ce que vous avez dit, n'est-ce pas?

M. Passmore: C'est cela, 600 millions de dollars.

M. Parry: Je vois. L'étude que vous avez demandée à M. Masse m'intéresse vivement. Quelle a été la réaction jusqu'à présent?

M. Lorrman: Où cela? Tout dépend de là où vous allez. Quand nous avons soulevé la question au départ, la réaction, essentiellement, a été que ce serait trop difficile. C'est la réponse que l'on obtient de l'administration. C'est difficile, et nous n'essayons pas de le nier, mais ce qu'il faut faire... Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a la part belle quand il dit qu'on diminuera les subventions au secteur et que, par conséquent, le terrain de jeu devient plus égal. Il ignore toutefois le fait qu'il existe bien des encouragements fiscaux et monétaires dans le régime fiscal, sur lesquels le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources n'a rien à dire, et que l'on doit analyser également.

Quand on soulève la question, on nous dit que c'est trop difficile. Excusez-moi, je n'accepte pas cela. Si l'étude se révèle nécessaire, on devrait la faire, quelle soit difficile ou non. Nous avons tous des tâches difficiles à entreprendre. On devrait donc se montrer plus coulants, et d'après les contacts que nous avons pris, nous avons de bonnes raisons de croire qu'on le fera sous peu et qu'une étude de ce genre sera entreprise.

[Text]

Mr. Parry: I think it would be extremely instructive because, as far as I can see, the access to the capital markets, particularly in the case of hydro, and of course the access to depletion allowances and other forms of tax incentives in the oil industry, provides an enormous competitive advantage over renewable resources.

Mr. Lorrimer: We believe so.

Mr. Parry: There have been some examples of oil companies penetrating or diversifying into renewables. I wonder if you have some. . . perhaps it is reassurance I am seeking, because I always think of that case of the so-called eternal light bulb that we have never actually seen commercialized. Do you think there is any sort of overtones, or any implications of possible suppression of technologies there?

Mr. Lorrimer: I hate to make statements where I am not 100% sure, because then we are all dealing in speculation, and that is dangerous. Certainly there is a history of a number of major energy companies—let us call them conventional energy companies—diversifying into renewable energy fields. This was most prevalent back in the late 1970s. I confess that I do not know how much of it was for sound business reasons and how much of it was for PR—to say, look, we are doing something here. I guess my suspicious mind is at work there. But a lot of them are no longer in it.

We have the problems in the energy industry right now, economic problems in the conventional energy industry, so they get out of it; they drop some of their marginal activities because they have to concentrate on their primary business. That is just good business sense.

Most of the renewable energy companies still in the field are small businesses. They cannot afford to drop it. That is their only business; they do not have anything else to fall back on. They are concentrating on renewables and they have to make that work to stay alive.

The Chairman: I would just like to clarify one thing. In your statement you mentioned depletion allowance in the oil industry. The oil industry does not have depletion allowance. We fought for it, but unfortunately we did not receive it. What forms of government support does the renewable energy sector now receive?

Mr. Lorrimer: The primary source of support that the renewable energy sector receives is through the, if I may put the adjective, inadequately funded R and D program that the Department of Energy, Mines and Resources runs, picking up the scraps from the eliminated energy division of the National Research Council. And that is the only money that is specifically directed at renewable energy at a federal level right now. There are other

[Translation]

M. Parry: Je pense qu'elle serait fort intéressante, car, d'après ce que je vois, l'accès aux marchés des capitaux, surtout dans le cas de l'hydro-électricité, et bien entendu l'existence des déductions pour épuisement et d'autres mécanismes fiscaux qui existent au profit du secteur pétrolier, donnent à ces deux sources d'énergie un avantage concurrentiel énorme par rapport aux ressources renouvelables.

M. Lorrimer: J'en suis convaincu.

M. Parry: Il y a des exemples de compagnies pétrolières qui diversifient leur production en y ajoutant les énergies renouvelables. Avez-vous. . . c'est sans doute que je veux être rassuré, car je pense fréquemment à l'ampoule éternelle qui n'a jamais été commercialisée. Pensez-vous qu'il y aurait des tentatives ou des velléités de supprimer certaines technologies?

M. Lorrimer: Je n'aime pas faire des affirmations quand je n'en suis pas absolument certain, car à ce moment-là, c'est pure spéculation, et c'est dangereux. Il est vrai que par le passé, certaines grandes compagnies d'énergie, disons d'énergie classique, ont diversifié leur produit en intégrant l'énergie renouvelable. On a vu cela surtout dans les années 70. Je reconnais que je ne sais pas dans quelle mesure cela correspondait à des considérations d'affaires authentiques et dans quelles mesures cela visait l'amélioration des relations publiques, tout simplement pour que l'on sache qu'on faisait quelque chose. Je pense que je suis soupçonneux dans ce cas-ci. Dans bien des cas, on a abandonné cette idée.

Il existe des problèmes économiques désormais dans le secteur classique, et voilà pourquoi on s'empresse de le quitter. On laisse de côté des activités marginales pour concentrer les efforts sur l'essentiel. C'est une pratique tout à fait saine.

La plupart des compagnies d'énergie renouvelable qui sont encore dans le secteur sont de petites entreprises. Elles ne peuvent pas se permettre de laisser tomber. Elles se consacrent à leur raison d'être essentielle. Elles n'ont rien d'autre. Elles se concentrent sur les énergies renouvelables, et il faut que cela fonctionne si elles veulent se maintenir à flot.

La présidente: Je voudrais avoir des précisions. Dans votre exposé, vous avez parlé de la déduction pour épuisement dans le secteur pétrolier. Cela n'existe pas dans le secteur pétrolier. Nous l'avons réclamée, mais malheureusement en vain. Quels sont les moyens que le gouvernement met à la disposition du secteur de l'énergie renouvelable?

M. Lorrimer: La principale source d'aide provient, si vous me permettez l'expression, du fonds très insuffisant du Programme de recherche et de développement du ministère de l'Énergie. On a ramassé les restes de la Division de l'énergie qui a été supprimée au Conseil national de recherches. C'est la seule source de financement engagée directement dans l'énergie renouvelable par le gouvernement fédéral. Il y a d'autres

[Texte]

programs that renewable energy companies, like any other company, can tap into—such as the IRAP programs and the NSERC—but those are not specifically directed at this sector.

• 0955

Mr. Passmore: It is about \$30 million.

Mr. Lorriman: That totals about \$30 million a year.

Mr. Passmore: The current program, the \$30 million-a-year program, is a program which expires in April 1, 1988. That includes not just R and D but also research and development demonstration—all their studies done by engineering firms and so on.

The Chairman: Did not alcohol fuels in Manitoba receive a provincial grant?

Mr. Passmore: You asked for federal, I believe.

The Chairman: Yes, okay, sorry. Mr. Gervais.

Mr. Gervais: Thanks, Madam Chairman. We have a lot of plants in northern Ontario. I suppose you could have it right through Canada where we have problems with large volumes of bark and sawdust. In the past they have been throwing that into rivers and polluting the waterways. If they burn it, the companies are having trouble with the respective ministries of the environment for polluting the air.

A lot of these communities come to economic development committees of communities in such areas, come to people like myself as opposed to other Members of Parliament talking about biomass, co-generating plants, to create electricity. It would actually do two things. It would solve the pollution problem to a great extent and it would cut the cost to the operators, but for some reason there are a lot of problems in trying to sell the power to the utilities, I guess, in our case, Ontario Hydro. Could you talk a little bit about the impediments, why this is not happening? I am sure cost is primary but there must be some other areas that—

Mr. Passmore: Wood chip, sawdust, or bark co-generation is completely economic today. It is being done throughout the United States. The technology is there. It is being done throughout Europe as well.

The technology is proven. There is only one institutional barrier, that you are asking private sector companies to go into competition with Ontario Hydro on the generation of electricity. Ontario Hydro has a monopoly on the generation of electricity in this province. It does not want to introduce competition into the marketplace.

[Traduction]

programmes offerts aux compagnies d'énergie renouvelable, et aux autres compagnies du reste. Il y a par exemple le Programme d'aide à la recherche industrielle et des programmes du Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie. Toutefois, ces derniers ne visent pas directement notre secteur.

M. Passmore: Cela représente environ 30 millions de dollars.

M. Lorriman: C'est cela, 30 millions de dollars par année.

M. Passmore: Le programme actuel, de 30 millions de dollars par année, parviendra à échéance le 1^{er} avril 1988. Il couvre non seulement la recherche et le développement, mais également les démonstrations et toutes les études faites par les cabinets d'ingénieurs, et cetera.

La présidente: Les carburants à l'alcool reçoivent-ils une subvention provinciale du gouvernement du Manitoba?

M. Passmore: Vous avez parlé des programmes fédéraux, si je ne m'abuse.

La présidente: Oui, excusez-moi. Monsieur Gervais.

M. Gervais: Merci, madame la présidente. Nous avons beaucoup d'unités d'exploitation dans le nord de l'Ontario, et je suppose qu'il en va ainsi dans le reste du Canada, où l'on rencontre de gros volumes d'écorce et de sciure de bois. Par le passé, on déversait cela dans les rivières, avec pour résultat leur pollution. Si les compagnies propriétaires de cette matière la brûlent, les ministères de l'Environnement les accusent de polluer l'air.

Beaucoup de gens s'adressent aux comités d'expansion économique locaux, ou encore à moi-même, pour parler de la biomasse et des usines de coproduction d'électricité. Ils donnent deux arguments. D'une part, le problème de la pollution serait résolu en grande partie, et les propriétaires pourraient réaliser des économies. Pour une raison quelconque, on a beaucoup de mal à vendre cette électricité aux compagnies d'électricité, en l'occurrence l'Hydro-Ontario chez nous. Pouvez-vous nous parler des empêchements? Pourquoi cela n'est-il pas réalisé? Je suis sûr que le coût est un facteur primordial, mais il doit y avoir d'autres. . .

M. Passmore: Les copeaux, la sciure de bois et l'écorce permettent actuellement une cogénération d'électricité tout à fait rentable. On le fait partout aux États-Unis, car les techniques existent. On le fait également en Europe.

Les techniques ont fait leurs preuves, et il n'existe qu'une barrière institutionnelle, c'est-à-dire que les compagnies du secteur privé livreraient concurrence à l'Hydro-Ontario pour la production d'électricité. L'Hydro-Ontario a le monopole de la production d'électricité dans la province et elle refuse toute concurrence sur le marché.

[Text]

We have no problem with the utility monopoly on distribution. It would obviously be pointless to have two sets of lines—wires to houses—there would still be one set. It is our view that it is completely uneconomic and inefficient to have a monopoly on the generation side.

I will give you a concrete example, because I am sure it is similar to the ones people have approached you with—and I would be more than happy if you would refer those names to me. We have a company up the Ottawa valley right now currently paying \$500,000 a year, over \$40,000 a month, in hydro bills for electricity. Meanwhile, they are piling sawdust, they are plowing woodchips into a frog pond, they have bark coming out of their ears. Another thing they are doing is making a ski hill.

They have basically asked us to come and do an analysis of their utility bills, an analysis of their fuel, and have asked whether they can do co-generation and increase their efficiency from 35% to 70% by generating heat and electricity together.

They of course can do it. The problem is to get the utility to agree to buy that power from them at a price which is what we refer to as the marginal cost of electricity. That is the big barrier right there.

Mr. Gervais: I am sure that the producers of the biomass power would have to sell to Ontario Hydro in our case, right? How do we know if the price Ontario Hydro is telling these people they have to produce the power at is right? Is there any body which can come in and take a look at the figures?

Mr. Passmore: No.

Mr. Gervais: I know a lot of them want to do it, and as a matter of fact there is one co-generating plant in a small town in my riding, called Chapleau. I have asked the committee to come and visit sometime. The plant is pretty well new in that field. I know they negotiated with Ontario Hydro for years to be able to sell their power to Ontario Hydro. It would seem this is the stumbling block in other communities where they want to do the same thing. To get rid of the waste and sell to Hydro there seems to be an impediment that is almost unconquerable.

• 1000

Mr. Passmore: It is the same discussion we have. It is probably the only allegiance, if you could put it that way, we have formed with the petroleum sector. The same thing is true of gas. Gas co-generation is not permitted in Ontario. Well, it is permitted, but they will pay you less for gas co-generation than they pay you for biomass co-generation.

It is totally arbitrary. There is no board. The Ontario Energy Board has absolutely no authority over Ontario

[Translation]

Nous ne voyons pas d'inconvénient à ce qu'il y ait monopole de la distribution de l'électricité. Manifestement, il serait illogique d'avoir deux réseaux de fils, mais cela n'est pas nécessaire. A notre avis, il n'est ni rentable ni efficace de tolérer le monopole de la production.

Je vais vous donner un exemple concret. Je suis sûr que les gens qui ont fait des démarches auprès de vous vous l'ont donné. J'aimerais bien que vous me donniez le nom de ces gens. Dans la vallée de l'Outaouais, il y a une compagnie qui a actuellement des notes d'électricité annuelles de 500,000\$, c'est-à-dire 40,000\$ par mois. Entre-temps, cette compagnie amasse la sciure de bois et déverse les copeaux dans un étang. Elle a tant d'écorce qu'elle ne sait qu'en faire. Par ailleurs, elle est en train de préparer une pente de ski.

Cette compagnie nous a demandé d'analyser ses factures d'électricité, son combustible, afin de voir si la coproduction permettrait de réaliser des économies de 35 p. 100 à 70 p. 100, la chaleur et l'électricité étant produites ensemble.

C'est fort possible, bien entendu. Il faut pour cela demander à la compagnie d'électricité d'acheter cette électricité à un prix que nous avons défini comme étant le coût marginal de l'électricité. Voilà la barrière énorme qui s'élève.

M. Gervais: Je suis sûr que les producteurs d'électricité, grâce à la biomasse, devraient vendre leur production à l'Hydro-Ontario, en l'occurrence? Comment savons-nous si le prix exigé par l'Hydro-Ontario est adéquat? Personne ne peut se renseigner, trouver les chiffres?

M. Passmore: Non.

M. Gervais: Je connais bien des gens qui veulent faire cela. Et de fait, dans ma circonscription, il y a une petite ville, Chapleau, où il existe une usine de coproduction. J'ai demandé aux membres du Comité de s'y rendre. Cette usine est très nouvelle. Je sais qu'il y a des négociations entre l'usine et l'Hydro-Ontario qui durent depuis des années et qui visent à permettre aux propriétaires de l'usine de vendre leur électricité à la compagnie publique. Il semble que ce soit là la difficulté insurmontable dans d'autres localités où l'on veut faire la même chose. On voudrait mettre un terme au gaspillage et vendre à l'Hydro-Ontario, mais il semble qu'il y ait là un obstacle infranchissable.

M. Passmore: Nous faisons face à la même situation. C'est probablement la seule alliance que nous ayons pu conclure avec le secteur pétrolier. Il en va de même pour le gaz. La coproduction au gaz n'est pas permise en Ontario. Elle l'est en fait, mais on paie moins dans ce cas-là que dans le cas de la coproduction à la biomasse.

C'est tout à fait arbitraire. Il n'existe pas de commission. La Commission de l'énergie ontarienne n'a aucun pouvoir

[Texte]

Hydro. It comes down to political will. Again, it is not federal jurisdiction, but there is some federal leverage there, and it requires rewriting the power acts in most jurisdictions in Canada.

Mr. Gervais: But you do not necessarily agree that the reason it is not happening is because it cannot be cost competitive. I think this is the Hydro—

Mr. Passmore: That is Hydro's line.

Mr. Gervais: —line, that we can only give you so much, and if you cannot provide the power for this amount, then we are not going to buy it from you, because we can produce it cheaper. You do not agree with this?

Mr. Passmore: They will give you their average embedded cost and tell you that you have to compete with that. This is what I was saying to you earlier about the operative phrase, which is energy at the margin. We cannot compete with Niagara Falls; it was paid for decades ago. We certainly cannot compete with Darlington, or whatever else, depending on which jurisdiction you are looking at, if it is coal-fired, nuclear-fired, or tar sands, or Beaufort Sea, or whatever it is you want to talk about.

So as far as the economics argument is concerned, Site-C in British Columbia is going to come on line at \$3,000 a kilowatt. Biomass co-generation is half that price—\$1,500 a kilowatt or less. There is absolutely no economic justification at all for these projects not going ahead; in fact, it is just the opposite. But it is an institutional problem.

Mr. Gervais: You mentioned, I believe, that throughout the country you have about 1,500 companies involved in solar. Is it solar?

Mr. Lorrimer: Not solar, renewable energy.

Mr. Gervais: Okay, renewable. You mentioned six large ones. Could you name them for us?

Mr. Lorrimer: It depends on how you define large. One that has certainly been a real success story is the Petrosun company in Montreal. They started out in the solar business. It is the only example we have of a solar company buying out an oil company, which we like to laugh about around our board meetings. What they did—and I thought it was a very good business move—is they bought the oil company to provide cashflow to fund their R and D in solar, to augment and increase their solar business. And now they have problems the other way. But certainly that is one of the big ones.

Mr. Gervais: What do they do? What type of products?

Mr. Passmore: Manufacturing of active solar, or of photovoltaic, or of small hydro, or of wind machines. I guess what we have done is arbitrarily said that there is one big leader in each of the technologies.

[Traduction]

sur l'Hydro-Ontario. C'est une question de volonté politique. Cela ne relève pas du gouvernement fédéral, mais le gouvernement fédéral a une certaine influence. Il faudrait modifier les lois concernant l'électricité dans la plupart des compétences au Canada.

M. Gervais: Vous ne reconnaissez pas nécessairement que c'est parce que ce n'est pas concurrentiel qu'il y a cet empêchement. Je pense que l'Hydro...

M. Passmore: C'est la réponse de l'Hydro.

M. Gervais: ... répond qu'on ne peut verser qu'une certaine somme et que si l'électricité ne peut pas être produite pour cette somme, l'Hydro refusera de l'acheter, car elle peut la produire à meilleur marché. N'êtes-vous pas d'accord?

M. Passmore: L'Hydro donnera les moyennes des coûts en demandant des coûts concurrentiels. Tout à l'heure, je vous parlais de la phase d'exploitation, de la production d'énergie à un coût marginal. Nous ne pouvons pas concurrencer Niagara Falls, car l'amortissement s'est fait il y a des années. On ne peut pas concurrencer Darlington, ou toute autre centrale, qu'il s'agisse d'une centrale utilisant le charbon, le nucléaire, les sables bitumineux, et on ne peut pas concurrencer la mer de Beaufort.

L'argument économique poussé à l'extrême signifie que le site-C en Colombie-Britannique va permettre de produire de l'électricité à 3,000\$ le kilowatt. La cogénération à partir de la biomasse coûte moitié moins cher, 1,500\$ le kilowatt. Il n'y a aucune justification économique interdisant à ces projets d'avancer. Au contraire. Mais le problème est institutionnel.

M. Gervais: Vous avez dit qu'il y avait environ 1,500 compagnies qui fabriquaient de l'énergie solaire au Canada. C'est bien cela, n'est-ce pas?

M. Lorrimer: Non, pas solaire, renouvelable.

M. Gervais: Je vois. Vous avez parlé de six grandes compagnies. Pouvez-vous les nommer?

M. Lorrimer: Tout dépend de la définition que l'on donne à «grande». Un grand succès a été la Petrosun de Montréal. La compagnie a commencé à produire de l'énergie solaire. C'est le seul exemple que nous ayons d'une compagnie d'énergie solaire qui achète une compagnie pétrolière, et nous plaisantons beaucoup là-dessus dans nos conseils d'administration. Grâce à une mesure très astucieuse, la compagnie a acheté la compagnie pétrolière pour avoir les liquidités nécessaires à la recherche et au développement de l'énergie solaire, afin d'intensifier l'activité du côté de l'énergie solaire. Actuellement, les difficultés viennent de l'autre côté. C'est certainement une des grandes compagnies.

M. Gervais: Que fait-elle? Quels sont ses produits?

M. Passmore: Cette compagnie fabrique des panneaux solaires, des cellules photovoltaïques, des petites centrales et des machines éoliennes. En fait, nous voulions dire qu'il y a toujours un chef de file dans chaque nouvelle branche.

[Text]

The Chairman: Thank you, Mr. Gervais. Mr. Porter.

Mr. Porter: Thank you very much, Madam Chairman. And welcome, gentlemen. You not only raise some thoughts this morning but also refresh some memories for me. I live on one of those wind farms in south Alberta, and at the present time I do not have it hooked up to the source. But certainly in the past most rural areas did use the wind for generating power, and we did have it for quite a number of years, up until the mid- or late-fifties, when rural electrification came in.

Just as an aside, I can remember as a young boy we had a Jacob's wind charger and a windmill. It was always a kind of standing joke around our place that when we had a new hired man, my father would sometimes in the evening at suppertime go to the window and look out, and as the wind was dying down, he would suggest to the hired man that he go out and shut off either the windmill or the wind charger, because there was not going to be enough wind for both of them. And it is surprising how often somebody went out and did that.

• 1005

Mr. Lorrimer: It is still happening.

Mr. Porter: There is certainly an interest again. My predecessor, Mr. Hargrave, who was here for 12 years, has put up one of the larger plants now, and one of the problems of generating—and I think you touched on it—is selling the excess power back to, in this case, TransAlta Utilities, or to whomever it may be. They are very reluctant to get involved. The cost is fairly high for an individual to put them up. There are areas around Pincher Creek and Lethbridge that are involved. Certainly there is potential there. But that appears to be a barrier.

One other area of renewable energy sources is the use of grains and various alcohol methods. I have had quite a bit of interest, certainly at this time, with the surplus of grain on the Prairies. Quite a number have commented on some type of restructuring in that area.

I was interested in your comments on the tax on diesel fuels not allowing a level playing field for the other sources of energy. Do you see that as a major impediment? I guess most of it was the result of energy being used by primary producers; the reason for the tax there. But do you see that as an impediment in developing alternative energy sources at the present time?

Mr. Lorrimer: That is one of the basket of impediments. The fact that diesel fuel for certain applications is not taxed and we are clearly an imbalance. I do not say that alone is causing the imbalance in the playing field. That among many things is.

Another problem, just as an example that is somewhat related to it, is that in many cases, whether it is diesel or other fuel, for a company using that it is an operating expense—the cost of their fuel—and that figures in their

[Translation]

La présidente: Merci, monsieur Gervais. Monsieur Porter.

M. Porter: Merci beaucoup, madame la présidente. Bienvenue, messieurs. Ce matin, vous avez suscité chez moi la réflexion et vous m'avez rafraîchi la mémoire. J'habite là où il y a des installations d'énergie éolienne, dans le sud de l'Alberta, et pour l'instant, les installations ne fonctionnent pas. Par le passé, on utilisait abondamment dans les régions rurales le vent pour produire de l'électricité, et cela a duré plusieurs années, jusqu'au milieu ou à la fin des années 50, quand on a électrifié les régions rurales.

Soit dit en passant, quand j'étais petit, nous avions un chargeur à vent Jacob et un moulin à vent. Il y a une plaisanterie que nous faisions toujours quand un nouvel employé était embauché. Mon père disait le soir, à l'heure du dîner, que le vent tombait, et il demandait à l'employé d'arrêter le moulin à vent ou le chargeur à vent parce qu'il n'y aurait pas assez de vent pour les deux. De façon étonnante, très souvent l'employé acceptait de le faire.

M. Lorrimer: Cela arrive encore.

M. Porter: Je crois qu'on s'intéresse de nouveau à cette forme d'énergie. M. Hargrave, qui a été député 12 ans, a installé une grande usine, mais la difficulté, dont vous avez parlé, est de vendre l'excédent d'électricité, en l'occurrence, à la compagnie TransAlta. La compagnie est très réticente. Il en coûte très cher à un particulier de mettre ces usines sur pied. Il y a des régions autour de Pincher Creek et de Lethbridge où on le fait. Il y a certainement un potentiel, mais il semble exister des obstacles.

Parmi les autres sources d'énergie renouvelables, il y a les céréales et les divers alcools. Je m'intéresse vivement, surtout maintenant, aux excédents de céréales dans les Prairies. Beaucoup ont parlé de la restructuration possible dans la région.

J'ai trouvé intéressantes vos remarques concernant la taxe sur les carburants diesel qui ne donnerait pas des chances égales aux autres sources d'énergie. Est-ce que vous pensez que c'est là un obstacle majeur? Je suppose que cela vient du fait que la taxe est imposée sur l'énergie utilisée par le secteur primaire. Pensez-vous que ce soit un obstacle au développement de sources d'énergie renouvelables?

M. Lorrimer: Cela fait partie d'une gamme d'obstacles. Le carburant diesel n'est pas taxé dans certains cas, et cela crée certainement un déséquilibre pour nous. Je ne dis pas que ce soit la seule raison du déséquilibre. C'est un des facteurs.

D'autre part, je vais vous donner un exemple connexe. Dans bien des cas, que ce soit pour le diesel ou pour d'autres carburants, il s'agit d'une dépense d'exploitation pour la compagnie, et cela intervient dans le calcul des

[Texte]

tax calculations; whereas if they install any kind of renewable energy or co-generating device, that is a capital asset, and it does not have the same treatment at all. So we are competing against a write-off.

So there are a lot of things out there. No tax on diesel fuel is certainly one that is significant in remote community areas where they are creating electricity with diesel generation. But it is only one example of many.

Mr. Porter: You mention as well the removal of the CHIP and COSP programs. In your view, should those programs, or something similar, have been left in place as an encouragement for not only conservation but the development of nonrenewable energy sources?

Mr. Lorrigan: I have to address that a little differently. We are of the opinion—and we have stated this before—that the marketplace should be the arbiter; and the more the government gets involved, the less the marketplace can be the arbiter of what is going on. So our position is we would like to see all incentives and subsidies removed and let us all compete in the marketplace. We are prepared to do that.

But if the governments are going to intervene in the marketplace, they have to intervene fairly. CHIP and COSP were one example. But whether they balance off. . . it is not until we get this level playing field study can we even determine what fair and equitable intervention is.

I will not say unequivocally now that they should be reinstituted. Let us go through the process and decide. Our ultimate scenario is for the government to get out and let the market do it.

• 1010

The Chairman: Would you say that again, please?

Mr. Lorrigan: The scenario we would like to see is for the government to get out of interventions.

Mr. MacLellan: Three times is enough.

Mr. Lorrigan: I missed your subtleties. I was too intense.

The Chairman: Over a period of a couple of years, we have had a few people believe that government should get out and a few people who believe that government should be in, and so it is an inside story, sir.

Mr. Porter has one last question.

Mr. Porter: We have that on record now, do we?

I think in your presentation you indicated that about 7% of the primary energy demand was now in place from non-renewable sources, or renewable, and I think EM&R expected it to increase about 30% by 1995. Is this about how you envision it? Do you think it could go up more rapidly than that, or is that in the ballpark?

[Traduction]

impôts. D'autre part, si une compagnie installe un mécanisme de coproduction ou faisant intervenir une énergie renouvelable, il s'agit d'une dépense d'immobilisations qui n'est pas traitée de la même façon du point de vue fiscal. Nous sommes donc en concurrence avec une réduction.

Il y a beaucoup de facteurs, donc. Un des facteurs qui pèsent le plus est certainement l'absence de taxe sur le diesel dans les localités éloignées où le diesel sert à la fabrication d'électricité. C'est un exemple parmi d'autres.

M. Porter: Vous parlez aussi de la suppression du Programme d'isolation des logements canadiens et du Programme de substitution du pétrole au Canada. Selon vous, ces programmes, ou d'autres semblables, auraient-ils dû être maintenus pour encourager non seulement la conservation, mais également la mise au point d'autres sources d'énergie non renouvelables?

M. Lorrigan: Je voudrais vous répondre sous un autre angle. Nous l'avons déjà dit, ce sont les forces du marché qui devraient intervenir. Plus le gouvernement intervient, moins le marché réagit naturellement. Voilà pourquoi nous voudrions que tous les encouragements et toutes les subventions soient supprimés pour qu'on nous laisse concurrencer les autres sur le marché. Nous sommes prêts à le faire.

Si les gouvernements interviennent, il faut que ce soit équitablement. Les deux programmes dont vous avez parlé en sont un exemple. Mais il faut l'équilibre. . . Tant que la règle du jeu n'aura pas été révisée, nous ne pourrons pas savoir en quoi consiste une intervention juste et équitable.

Je ne vous dirai pas qu'il faudrait que ces programmes soient restaurés. Il faut d'abord faire un premier travail, et nous déciderons ensuite. Quant à nous, notre ambition est que le gouvernement s'écarte pour permettre aux forces du marché de s'exercer.

La présidente: Voudriez-vous répéter, s'il vous plaît?

M. Lorrigan: Nous aimerions que le gouvernement s'abstienne d'intervenir.

M. MacLellan: Trois fois, ça va.

M. Lorrigan: Vos subtilités m'ont échappé, j'étais trop pris par mon sujet.

La présidente: Pendant plusieurs années deux camps se sont affrontés: ceux qui étaient pour l'intervention du gouvernement et ceux qui étaient contre. C'est une histoire de famille, monsieur.

M. Porter avait encore une question à poser.

M. Porter: La question est tranchée, n'est-ce pas?

Vous nous avez dit dans votre exposé que la demande en énergie primaire à partir de sources non renouvelables ou renouvelables était maintenant d'environ 7 p. 100, et selon les calculs du ministère de l'Énergie, l'augmentation devrait être d'environ 30 p. 100 d'ici à 1995. Est-ce ainsi que vous voyez les choses? Pensez-vous que

[Text]

Mr. Lorrimer: As you know, all prophecies can be self-fulfilling or can be self-defeating, depending on what you want. As we understand it, the forecasts that produced that figure assumed a basic status quo in renewable energy development, that there was no more significant effort put into developing it. It could be substantially increased, we believe, should a proper program be put in place that gave us that opportunity. So if the status quo exists, then maybe that figure is okay. We do not believe it should be okay. We believe it could and should be more.

Mr. Passmore: If you had the level playing field, then this whole business that you mentioned about TransAlta and various other utilities, if we were able to sell our power at the marginal cost, you would find that figure quite low. Indeed, you probably would be interested in knowing that Alberta right now is. . . I would not want to say they are leading the pack, but they certainly have taken an initiative in this regard. Getty, as recently as three weeks ago, signed an Order in Council instructing the ERCB and the PUB to conduct hearings into the whole question of how much, what they refer to as "small power" in Alberta, as opposed to private power, because TransAlta is under the illusion that it is a private utility. Anyway, the point is they have taken an initiative and hearings are going to be held. ADER wants a report by the end of this year on just how much wind, co-generation, small hydro and so on, could be developed at what price in the province of Alberta.

Mr. Porter: That wind source has certainly been evident this spring out there.

Some hon. members: Oh, oh!

The Chairman: Now we know where you come from, Mr. Porter.

Mr. Lorrimer, what sort of impact has the low energy price had on your renewable energy developments?

Mr. Lorrimer: I think it has had two major impacts. One is real, the other is perceptual.

I am glad you asked that question, if I can be historical for a minute. When the 1978 Renewable Energy Initiative was announced, there were two goals. One was to create an industry in five years, which sounds great on a political stage but is just totally unrealistic. The other was to make renewables cost-competitive with oil and gas in that time. That is a highly challenging goal as well. When they say "cost-competitive", they were of course projecting oil and gas up on a curve that looked like that back in the late 1970s.

As it happened, we have met those goals to a large extent. Had the price of oil continued on that curve. . .

[Translation]

l'augmentation de la demande sera plus rapide que cela, ou êtes-vous d'accord avec ce chiffre?

M. Lorrimer: Comme vous ne l'ignorez pas, les prophéties sont toujours infléchissables dans un sens ou dans l'autre; c'est une question de volonté. D'après nos renseignements, les prévisions à l'origine de ce chiffre se fondent sur le statu quo en matière d'énergie renouvelable, sur une absence d'efforts supplémentaires dans ce domaine. Nous croyons que l'instauration d'un programme digne de ce nom permettrait d'augmenter ce pourcentage d'une manière considérable. Si nous en restons au statu quo, il est possible que ce chiffre soit exact. Il n'en reste pas moins qu'à notre avis, ce pourcentage pourrait être et devrait être plus élevé.

M. Passmore: Si cette possibilité nous était offerte, si nous pouvions vendre notre énergie au coût marginal, grâce à toutes ces entreprises que vous avez mentionnées: TransAlta et diverses autres compagnies d'utilité publique, il est certain que ce chiffre paraîtrait bien faible. Il vous intéressera probablement de savoir qu'à l'heure actuelle, l'Alberta. . . je n'irai pas jusqu'à dire qu'elle joue un rôle de chef de file, mais il est certain qu'elle a pris l'initiative à cet égard. Il y a à peine trois semaines, Getty a signé un décret du conseil donnant pour instruction à l'ERCB et à la PUB de tenir des audiences pour déterminer quelle était la part de la «petite énergie», comme ils l'appellent en Alberta, par opposition à la part de l'énergie privée, car TransAlta se berce de la douce illusion d'être une compagnie privée d'utilité publique. Quoi qu'il en soit, ils viennent de prendre cette initiative, et des audiences auront lieu. L'ADER veut un rapport d'ici à la fin de l'année sur les possibilités d'énergie renouvelable: éolienne, cogénération, petites centrales hydro-électriques, etc., en Alberta, et à quel prix.

M. Porter: Pour ce qui est de l'énergie éolienne, le vent qu'il a fait ce printemps ne laisse aucun doute.

Des voix: Oh!

La présidente: La question ne se pose plus de savoir d'où vous venez, monsieur Porter.

Monsieur Lorrimer, quel a été l'impact de la chute des prix sur vos projets d'énergie renouvelable?

M. Lorrimer: Il y a eu deux impacts majeurs. Le premier est réel, l'autre perceptif.

Je suis heureux que vous m'ayez posé cette question. Permettez-moi de faire un bref rappel historique. Lorsque l'initiative d'énergie renouvelable a été annoncée en 1978, elle comportait deux objectifs. Le premier était de créer dans les cinq ans une industrie, promesse magnifique sur le plan politique, mais totalement irréaliste. L'autre était de rendre les énergie renouvelables compétitives sur le plan du coût avec le pétrole et le gaz. Défi également énorme à relever. Cette compétitivité se fondait sur les projections de l'évolution du prix du pétrole et du gaz à la fin des années 70.

Il se trouve que nous avons atteint ces objectifs dans une large mesure. Si le prix du pétrole avait suivi la

[Texte]

our curve is now crossing where that curve would have been, and we have met those goals. So we have done very well. We have been very successful.

The problem is that the price of oil has gone down, and that is your question. So when we try to sell our technologies on the marketplace, if we look at the price of oil, we are competing against a commodity that has gone down in price and therefore is more competitive. However, we are not always competing against oil directly and, as we indicated, the cost of electricity has gone up in all that time. It has not gone down with the price of oil. So it depends on where we are competing. It affects us where we directly compete with oil, no question.

But the bigger barrier is the perceptual barrier because, as I believe Jeff stated in his opening comments, in their minds many Canadians mistakenly equate the price of oil with the price of energy. When the price of oil went up, it was not an oil crisis, it was an energy crisis. That is what the headlines all said. Now, when the price of oil has gone down and there is this glut on the market, it is an energy glut, not an oil glut.

It has left this perception that the energy crisis is over; we do not have to worry about it. So people are not out there looking for ways to defeat their rising energy bills and sustain themselves. The public perception is that there is no problem, so why should they look for alternatives?

Not only are we faced with trying to sell a new concept and a new idea on the market, but we are also faced with overcoming this problem that they should even be thinking about it in the first place.

The Chairman: That is a very difficult task.

Mr. Lorriman: That is the biggest problem we face.

The Chairman: Thank you. Mr. MacLellan.

Mr. MacLellan: Thank you, Madam Chairman. I will just go back to what you say, that the Department of Energy, Mines and Resources picked up some of the damage that was done when the program was cancelled at the National Research Council. Perhaps you could tell us how important NRC's Division of Energy was in fostering the development of renewable energy.

Mr. Lorriman: That is a loaded question, because it is difficult to answer. In Canada, I have to say it was extremely important on two bases. First of all, it was the only game in town. It was the only facility that had a section devoted to fostering that development. The provinces did have various programs of their own, but not nearly to the same scale, and so it was the only point where this work could be focused.

The other thing is that they did a lot of good work. They had good people on board and a lot of the work was

[Traduction]

progression prévue. . . s'il n'y avait pas eu cette chute, il y aurait aujourd'hui concordance. Nous avons donc atteint les objectifs fixés. Le succès est indéniable.

Notre problème, c'est la chute du prix du pétrole, et nous en arrivons à votre question. Lorsque nous essayons de vendre nos technologies sur le marché, nous nous trouvons face à un produit, le pétrole, dont le prix a considérablement chuté et qui, par conséquent, est plus compétitif. Cependant, notre concurrent direct n'est pas toujours le pétrole, et, comme nous vous l'avons indiqué, le coût de l'électricité, lui, a continué à augmenter. Il n'a pas suivi à la baisse le prix du pétrole. Cela dépend donc de la source utilisée. Il ne fait aucun doute que c'est la concurrence directe du pétrole qui nous fait le plus mal.

Cependant, c'est au niveau de la perception que se trouve le plus gros obstacle, car, comme vous l'a dit Jeff dans ses commentaires préliminaires, de nombreux Canadiens font l'erreur d'assimiler le prix du pétrole au prix de l'énergie. Quand le prix du pétrole a augmenté, on n'a pas parlé de crise du pétrole, on a parlé de crise de l'énergie. C'est ce que disaient tous les journaux. Maintenant que le prix du pétrole a chuté et que le marché est saturé, on parle d'excédent d'énergie, et non pas d'excédent de pétrole.

Les gens ont l'impression que la crise énergétique est terminée, qu'il n'y a pas de souci à se faire. Ils ne s'intéressent plus aux moyens de réduire leur facture énergétique et de se sortir de cette dépendance. Pour le public, il n'y a pas de problème; pourquoi alors chercher d'autres solutions?

Non seulement il nous faut convaincre le marché de la validité de ces nouveaux concepts et de ces nouvelles idées, mais en plus, il nous faut le convaincre de leur utilité et de leur nécessité.

La présidente: Ce n'est pas une tâche facile.

M. Lorriman: C'est notre plus gros problème.

La présidente: Merci. Monsieur MacLellan.

M. MacLellan: Merci, madame la présidente. Vous venez de dire que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a payé en partie les conséquences de l'annulation du programme du Conseil national de recherches. Vous pourriez peut-être nous dire quelle était l'importance de la participation de la Division de l'énergie du CNRC aux travaux sur les énergies renouvelables.

M. Lorriman: C'est une question piège, car il est difficile d'y répondre. Je dois dire qu'au Canada, cette participation a été extrêmement importante pour deux raisons. Pour commencer, ils étaient les seuls. C'était la seule institution ayant un service consacré exclusivement à cette question. Il y avait des programmes dans les provinces, mais pas du tout à la même échelle, et c'était donc la seule institution où ces travaux pouvaient être réalisés.

Deuxièmement, ils avaient réalisé de très nombreux travaux, excellents. Ils comptaient dans leurs rangs de

[Text]

farmed out to small businesses. It was not done internally. Most of the staff in the energy division were project managers as opposed to lab scientists, and they were monitoring work that was being done in industry, and supporting work that was being done in industry. In fact, it was one of the few mission-oriented divisions of NRC, which is why it was such a surprise to us it was cut. I thought it met all the objectives of the incoming government of the time.

We can point to a number of technologies that which could be said to have been spawned by that program, that are Canadian technologies and are world-leading technologies. Bill showed a picture of the light pipe as one example that came right out of the NRC program, and an active solar, what they call the micro-flow, the domestic hot water system, which is a world leader in the domestic hot water systems, came right out of the NRC program. Some of the mega-solar projects came right out of there too; for instance, the work on the vertical axis wind turbine. This is just to name a few. Canada is a leader in technology in those areas, and I would say a great deal of the credit for that are these government-sponsored programs.

What happens when you do research into a field like this, which is new and does not have the timeframe that encourages a lot of private sector research—the investment community just cannot accept those time frames as easily. It was cut. There is a certain critical mass that is needed to keep this going. If you go below that critical mass, then, there is no point in having a \$1 million program in renewable energy, because it is just not going to get you anywhere. We are dangerously close to that critical mass right now.

Energy, Mines and Resources have done what they could with the resources available, but they were not set up—they did not have scientists on board; they did not have a scientific background. They were policy and program people. All of a sudden they are faced with running an R and D program, and they have done good work, given what they had, but it leaves us in a very difficult position.

Mr. MacLellan: Would you run the risk of losing some of the thrust you had in some of these programs if there is not federally sponsored funding?

Mr. Lorrimer: Definitely. Even with what we have, we would be better off if half the bureaucrats in EMR spent their time devoted to the development of the technology rather than defending their turf because everybody else wants to take the money that is devoted to renewable energy.

Mr. MacLellan: This \$30 million program with EM&R ends on next April 1, is that right?

[Translation]

bons spécialistes, et une grande partie du travail était sous-traitée auprès de petites entreprises. Le travail ne se faisait pas sur place. La Division de l'énergie comptait surtout des directeurs de projets, et non pas des chercheurs en laboratoire qui suivaient les travaux qui se faisaient dans l'industrie. En fait, c'était une des rares divisions du CNRC ayant une mission, et c'est la raison pour laquelle l'annulation du programme nous a tant surpris. J'avais l'impression que c'était le genre de programme qui correspondait aux objectifs du nouveau gouvernement.

Nous pouvons citer un certain nombre de technologies dont on pourrait dire qu'elles sont les enfants de ce programme, technologies canadiennes et de classe internationale. Bill vous a montré une photo de la canalisation de lumière, conséquence directe du programme du CNRC, et d'un conducteur solaire actif, le «micro-flux», le système d'eau chaude domestique, qui est un des meilleurs au monde, et conséquence directe des travaux du programme du CNRC. Certains des projets mégasolaires en sont également la conséquence directe; par exemple, les travaux sur la turbine éolienne à axe vertical, pour n'en nommer que quelques-uns. Le Canada est à la pointe de la technologie dans ces domaines, et je dirais qu'en grande partie, ce sont ces programmes financés par le gouvernement qui en sont responsables.

Quand vous faites de la recherche dans un domaine comme celui-ci, qui est nouveau et dont les possibilités à terme sont lointaines, l'enthousiasme du secteur privé n'est pas délaissant—les investisseurs se font tirer l'oreille. Le programme a été supprimé. Une certaine masse critique est nécessaire pour continuer. Si vous tombez sous le seuil de cette masse critique, rien ne sert de consacrer un programme d'un million de dollars aux énergies renouvelables, car il n'en sortira tout simplement rien. Actuellement, nous frôlons très dangereusement ce seuil.

Le ministère de l'Énergie a fait ce qu'il pouvait avec ses ressources, mais il n'était pas équipé—il n'avait pas les spécialistes nécessaires, la compétence scientifique nécessaire. Ce sont des administrateurs. Tout d'un coup, ils se sont retrouvés avec un programme de recherche et de développement sur les bras. Ils ont fait du travail, compte tenu des circonstances, mais nous nous retrouvons dans une position très difficile.

M. MacLellan: Courez-vous le risque de perdre le peu que vous apportiez ces programmes si le gouvernement n'intervient pas financièrement?

M. Lorrimer: Sans aucun doute. Même avec ce que nous avons, nous gagnerions à ce que la moitié des bureaucrates du ministère consacrent leur temps au développement de cette technologie plutôt qu'à la défense de leurs petits territoires parce que tout le monde veut prendre l'argent consacré aux énergies renouvelables.

M. MacLellan: Ce programme de 30 millions de dollars du ministère prend fin le 1^{er} avril prochain, n'est-ce pas?

[Texte]

Mr. Lorriman: It is what they call the NCAEI, the National Conservation Alternative Energy Initiative, which is a three-year program that ends at the close of this fiscal year. To date, there has not been what we could call a post-NCAEI situation. Therefore, in the renewable energy development at this point, companies do not know whether or not they should continue their programs because they do not know what kind of support there might be. I mean, would you start a new product development program based on the government's support if you did not know whether it was going to be around next year?

Mr. MacLellan: Well, this brings me to my last question. As you mentioned, one of the strengths of the National Research Council is this mission-oriented approach. If you have it broken up like this with a termination point of April 1, you cannot get people interested in bringing forward these projects. Is there any other alternative to this? I mean, is this program in Energy, Mines and Resources, the only thing that picked up the slack left by the cancellation of the National Research Council work?

Mr. Lorriman: First of all, it only picked up part of the slack.

Mr. MacLellan: How much of the slack would you say it did pick up?

Mr. Lorriman: Some of it has just been lost. It is the only department that has any program with money specifically directed in this area. As I indicated, there are other programs, but they are generally available to all industry, and not just renewables.

Mr. MacLellan: Is there anything else under science and technology, for instance?

Mr. Lorriman: No.

Mr. Parry: You made reference in your presentation to a campaign by the nuclear industry against solar energy. Now, this is something I am not aware of, so I wonder if you could tell me a little more about that.

Mr. Eggertson: When the world commission on the environment, the Brundtland commission, came to Ottawa last summer, CNA made a presentation in which they said that solar energy is less environmentally benign than nuclear and kills more people, which is a line they have adopted in the past. They seem to want to attack us for some reason. Our society tries very hard not to be anti-nuclear, but we realize that we are getting broadsided by other associations.

Mr. Parry: Was that based on the environmental and workplace related risks of producing the materials that go into photovoltaic energy?

Mr. Eggertson: Largely. There was an accident at the Sandia Lab down in Albuquerque a few years ago in

[Traduction]

M. Lorriman: C'est ce qu'ils appellent l'INEER, l'Initiative nationale en matière d'économie d'énergie et d'énergie de remplacement, programme de trois ans qui expire à la fin de cette année financière. Jusqu'à présent, rien n'est prévu pour faire suite à cette INEER. En conséquence, pour le moment, en matière d'énergie renouvelable, les compagnies ne savent pas si elles doivent ou non poursuivre leur programme dans l'ignorance de ce que leur réserve l'avenir. Vous lanceriez-vous dans la mise au point d'un nouveau produit financé en partie par le gouvernement, ne sachant pas si ce financement existera encore l'année prochaine?

M. MacLellan: Cela me conduit à ma dernière question. Comme vous l'avez dit vous-même, un des atouts du Conseil national de recherches est son rôle de catalyseur. Si son budget est remis en question tous les 1^{er} avril, il est impossible de mener à bien de tels projets. Y a-t-il d'autres possibilités? Est-ce que ce programme du ministère de l'Énergie est la seule chose qui reste après l'annulation du programme de travail du Conseil national de recherches?

M. Lorriman: Pour commencer, il n'en a repris qu'une partie.

M. MacLellan: Combien, selon vous?

M. Lorriman: Le reste est définitivement perdu. C'est le seul ministère qui ait un programme dont les fonds sont directement affectés à ce domaine. Comme je l'ai déjà dit, il y a d'autres programmes, mais ils s'adressent d'une manière générale à l'ensemble de l'industrie, et non pas simplement aux énergies renouvelables.

M. MacLellan: Y a-t-il quelque chose au ministère de la Science et de la Technologie, par exemple?

M. Lorriman: Non.

M. Parry: Vous avez parlé dans votre exposé d'une campagne menée par l'industrie nucléaire contre l'industrie solaire. C'est quelque chose de nouveau pour moi, et j'aimerais que vous m'en disiez un peu plus.

M. Eggertson: Quand la Commission mondiale sur l'environnement, la Commission Brundtland, est venue à Ottawa l'été dernier, au cours de leur témoignage, les représentants de l'ANC ont dit que l'énergie solaire était moins bénigne pour l'environnement que le nucléaire et tuait plus de gens, argument qu'ils développent depuis un certain temps. Ils semblent vouloir nous attaquer pour une raison ou pour une autre. Notre société essaie au maximum de ne pas être anti-nucléaire, mais nous savons que d'autres associations sont plus agressives que nous.

M. Parry: Cette attaque était-elle fondée sur les risques pour l'environnement et sur les lieux de travail liés à la fabrication des matériaux entrant dans l'énergie photovoltaïque?

M. Eggertson: En grande partie. Il y a eu un accident au laboratoire Sandia, à Albuquerque, il y a quelques années;

[Text]

which a high pressure steam system burst and scalded a person, and that has been a fatality for solar.

Mr. Parry: I see, but that was part of a production process.

Mr. Eggertson: Yes.

Mr. Parry: With regard to the backflows in a co-generational type of regime, I really like the point that Jeff Passmore made about the need for a monopoly on utility distribution, but the impractical and very distorted economic effects that are produced when you have that monopoly on generation as well.

It struck me that one of the potential reasons for resisting co-generation might be uncertainty or pessimism concerning the levels and the availability of co-generated electricity. Do you have any indications of studies or anything as to how well co-generated electricity would respond to the needs of the grid? What worries me is the possibility that co-generated electricity becomes available when the grid is running on its lowest-cost power, such as high water levels and this sort of thing.

• 1025

Mr. Passmore: Ontario Hydro has been spilling water quite considerably to try to make the capacity factor of its nuclear facilities look higher, and of course nuclear provides only base load. But I think this is a mistake that bureaucrats and politicians, and particularly utility executives, always make. They say: we have looked at co-generation and it is not economical. Or: we have looked at co-generation and it just will not make a contribution.

It is not the role of the utilities, nor is it the role of governments, to look at the technology and decide what will or will not be the level of market penetration. The idea is to put the framework in place which permits these technologies to decide themselves whether or not they will go to market. Do you understand the difference?

Mr. Parry: Yes.

Mr. Passmore: Everybody is always trying to second-guess the marketplace. Theoretical projections about what the market penetration of biomass co-generation in Ontario is going to be based on a given buy-back rate are only theoretical projections and nothing more than that. We will not really know what happens until we have the institutional framework in place that permits this to go ahead.

As for things like base load, peak load—the electricity will just be fed into the grid for use. A lot of people talk about how you do not need the power here but you might need it there and you are going to have large transmission losses and so on. Electricity is not really going to be wheeled anywhere; it is just going to be used close to the site of generation and feeding the plant in this case that is

[Translation]

une machine à vapeur à haute pression a éclaté et gravement brûlé un ouvrier. L'énergie solaire a eu du mal à s'en remettre.

M. Parry: Je vois, mais c'est dans le cadre d'un procédé de fabrication.

M. Eggertson: Oui.

M. Parry: A propos de la cogénération, j'ai beaucoup aimé l'argument de Jeff Passmore. Il a parlé de la nécessité d'un monopole pour la distribution, tout en dénonçant les distorsions économiques provoquées par un monopole de génération.

Il me semble qu'une des raisons potentielles de résistance à la cogénération est peut-être l'incertitude ou le pessimisme concernant la régularité de l'alimentation en électricité cogénérée. Avez-vous des chiffres ou des études vous permettant d'affirmer la possibilité, pour l'électricité cogénérée, de répondre aux besoins du réseau? Ce qui m'inquiète, c'est la possibilité que l'électricité cogénérée devienne disponible quand le réseau est alimenté au moindre coût, quand les niveaux d'eau sont élevés, par exemple.

M. Passmore: Hydro-Ontario déverse de très grandes quantités d'eau pour faire croire que le facteur de capacité de ses installations nucléaires est plus élevé et, bien entendu, le nucléaire ne fournit que la charge de base. Mais je crois que c'est une erreur que les bureaucrates et les politiciens, et surtout les directeurs des compagnies d'utilité publique, font toujours. Ils disent: nous avons étudié la cogénération, et ce n'est pas rentable, ou: nous avons étudié la cogénération, et sa contribution sera tout simplement nulle.

Le rôle des compagnies d'utilité publique, pas plus que celui des gouvernements, n'est pas d'étudier la technologie et de déterminer quel sera ou ne sera pas le niveau de pénétration du marché. Il faut mettre les structures en place permettant à ces technologies de déterminer d'elles-mêmes si, oui ou non, elles pénétreront le marché. Vous comprenez la différence?

M. Parry: Oui.

M. Passmore: Tout le monde essaie de jouer les devins. Les projections théoriques de la pénétration du marché par la cogénération en biomasse en Ontario, fondées sur un taux donné de reprises, ne sont que des projections théoriques, et rien de plus. Nous ne saurons vraiment pas avant la mise en place des structures institutionnelles permettant de démarrer.

Pour ce qui est des charges de base, des charges de pointe—le réseau sera alimenté en électricité en fonction des besoins. Beaucoup de gens parlent de l'inutilité de l'alimentation à tel ou tel endroit, mais, par contre, de l'utilité à tel autre, et d'importantes pertes de transmission inévitables, etc. En réalité, cette électricité ne sera transportée nulle part; elle sera utilisée près du site de

[Texte]

using the power, plus the local community in the neighbouring area, and hence would cut down on the major line losses of power from central generation in southern Ontario up to northern Ontario. Line loss is a major factor in the central planning process. So that is a red herring that the utilities like to throw out at us, but it is not really relevant.

The Chairman: Mr. Gagnon, it sounds like a small producer trying to get into the pipeline, does it not?

Mr. Gagnon: Something like that, Madam Chairman.

Mr. MacLellan used the term "solid liquid". Could one of you gentlemen enlighten us on what a solid liquid is?

Mr. Passmore: He used it in conjunction with photovoltaics, talking about the 15% efficiency and something to do with solid and liquids, but I do not know what we was referring to.

Mr. Lorrigan: There has been some talk recently about the economics of photovoltaics improving because of work going on in superconductor technology. Some of those terms are bandied about. But I am not that familiar with it so I am not sure exactly what he was referring to.

Mr. Gagnon: It sounds like a contradiction in terms when you say a solid liquid.

Are there Canadian manufacturers of voltaics?

Mr. Passmore: One is right here in Nepean, Ontario, called TPK. There are a couple of other companies. It is the major one, which, incidentally, is a success story based on the NRC. That is how it got started.

Mr. Lorrigan: And it is not just selling photovoltaic panels; it is selling its technology—

Mr. Passmore: A complete package—

Mr. Lorrigan: —to make the panels as well. It has had contracts in India and China recently, selling the technology.

Mr. Gagnon: Site-C you mentioned. Where is it? What is it?

Mr. Passmore: Site-C is in the Peace River in British Columbia.

Mr. Gagnon: Is it hydro?

Mr. Passmore: It is a large hydro facility, yes.

Mr. Gagnon: You talked about \$3,000 per kilowatt versus \$1,500 per kilowatt in co-generation.

Mr. Passmore: In a lot of private power, whether it is co-generated or whether it is small hydro. . . There are some small hydro sites. I would be happy to take anyone from the committee up the valley here to a one-megawatt site

[Traduction]

génération et alimentera la centrale utilisant cette énergie, plus la communauté locale dans la région avoisinante et, en conséquence, réduira les pertes d'énergie des lignes principales de la génération centrale dans le sud de l'Ontario jusque dans le nord de l'Ontario. La perte des lignes est un facteur majeur du procédé de planification centrale. Il s'agit donc d'un faux problème dont les compagnies d'utilité publique aiment nous accuser et qu'elles grossissent exagérément.

La présidente: Monsieur Gagnon, c'est un peu un argument de petit producteur qui essaie de faire son trou, n'est-ce pas?

M. Gagnon: C'est un peu cela, madame la présidente.

M. MacLellan a parlé de «liquide solide». Un de vous pourrait-il nous dire ce qu'est un liquide solide?

M. Passmore: Il en a parlé au sujet des piles photovoltaïques, dont l'efficacité est d'environ 15 p. 100, efficacité qui a quelque chose à voir avec les solides et les liquides, mais je ne sais pas à quoi il faisait allusion.

M. Lorrigan: On a parlé récemment de l'amélioration de la rentabilité des piles photovoltaïques grâce aux travaux réalisés dans le domaine de la technologie des superconducteurs. Certains de ces termes ont été prononcés. Je ne connais pas bien la question; donc, je ne suis pas exactement sûr de quoi il voulait parler.

M. Gagnon: Parler de liquide solide me semble un peu contradictoire.

Y a-t-il des fabricants canadiens de piles voltaïques?

M. Passmore: Un ici justement, à Nepean, en Ontario, TPK. Il y a une ou deux autres compagnies. C'est une des principales compagnies qui, en passant, doit son succès au CNRC. C'est comme cela qu'elle a commencé.

M. Lorrigan: Et elle ne vend pas simplement des panneaux photovoltaïques; elle vend sa technologie. . .

M. Passmore: Tout un ensemble. . .

M. Lorrigan: . . . de fabrication des panneaux. Elle a récemment vendu sous contrat sa technologie en Inde et en Chine.

M. Gagnon: Vous avez mentionné le site-C. Où se trouve-t-il? Qu'est-ce que c'est?

M. Passmore: Le site-C se trouve dans la Peace River, en Colombie-Britannique.

M. Gagnon: C'est une centrale hydro-électrique?

M. Passmore: Oui, c'est une grosse centrale hydro-électrique.

M. Gagnon: Vous avez parlé d'environ 3,000\$ le kilowatt en comparaison de 1,500\$ le kilowatt en cogénération.

M. Passmore: Dans beaucoup de sources privées d'énergie, qu'il s'agisse d'énergie cogénérée ou de petites centrales hydro-électriques. . . Il y a quelques petits sites hydro-électriques. Je me ferai un plaisir d'amener un des

[Text]

that went in for \$800 a kilowatt, developed by the private sector.

Mr. Gagnon: Among the knocks on the California model of buying power at the margin were the cost and the reliability. In other words, when the wind was blowing it was fine, but when the wind was not blowing somebody else had to have the spare capacity type of thing. It is not a problem with the co-generation using biomass, that type of thing, but with some of these other photovoltaics for instance, if the sun is not shining—how do you respond to that second argument?

• 1030

Mr. Passmore: On the question of reliability?

Mr. Gagnon: Constant power.

Mr. Passmore: Yes. Again, utilities like to and would prefer to deal with private power producers on a one-off basis. We will deal with Dow Chemical and then we will go down the block and deal with somebody else, but we will not deal with private power producers in aggregate.

Private power producers have to be looked at in aggregate. So you have gas co-generation, biomass co-generation, wind, small hydro, photovoltaics—all of those combined, as U.S. experience has shown, do guarantee reliability.

Private power producers enter into contracts with one another to schedule their annual maintenance operation and maintenance shutdowns, for example. So if everybody in this room had a site and we all shut down the second week of March for our annual operation and maintenance, then the utility would be in a bind. There would be a shortfall. So we would make sure that you were down the first two weeks of March, I was down the first two weeks of April and so on, to schedule it over the course of the year.

Wind is definitely a problem. Turbines only turn when the wind blows, but dealt with in aggregate the capacity factors of wind—in southern Alberta, for example, and your colleague mentioned Pincher Creek earlier, there is an installation there. I do not know if you have ever heard of Ernie Sinnott's farm, but anyway his capacity factor has exceeded all records for monitored wind-energy stations in Canada. It is up I think it was 47% this winter in January and February, which is far in excess of what Transalta ever expected it to be able to do.

Mr. Gagnon: Has anybody taken any measurements on Parliament Hill?

Mr. Lorrman: On which part of Parliament Hill? Surprisingly enough, the wind regime on Parliament Hill

[Translation]

membres de votre Comité dans la vallée jusqu'à un site d'un mégawatt qui a coûté 800\$ le kilowatt, mis au point par le secteur privé.

M. Gagnon: Un des problèmes du modèle californien d'achat d'énergie marginale était le coût et la fiabilité. En d'autres termes, quand le vent soufflait, tout allait bien, mais quand le vent ne soufflait pas, il fallait compter sur quelqu'un d'autre. Cela ne pose pas de problème avec la cogénération utilisant la biomasse, ce genre de chose, mais avec certaines de ces autres piles photovoltaïques, par exemple, s'il n'y a pas de soleil—que répondez-vous à cet autre argument?

M. Passmore: La question de la fiabilité?

M. Gagnon: L'énergie constante.

M. Passmore: Oui. Encore une fois, les compagnies d'utilité publique aiment et préféreraient traiter avec des producteurs privés d'énergie sur une base ponctuelle. Ils traitent avec *Dow Chemical*, puis avec quelqu'un d'autre un pâté de maisons plus loin, mais ils ne veulent pas traiter avec l'ensemble des producteurs privés d'énergie.

Les producteurs privés d'énergie doivent être considérés dans leur ensemble. Vous avez alors du gaz en cogénération, de la biomasse en cogénération, du vent, des petites centrales hydro-électriques, des piles photovoltaïques—toutes ces sources combinées, comme l'expérience américaine l'a montré, garantissent la fiabilité.

Les producteurs privés d'énergie concluent des contrats mutuels pour harmoniser leurs opérations annuelles d'entretien, leurs interruptions pour l'entretien, par exemple. Si tous les gens ici présents avaient un site et que nous décidions tous d'interrompre le service pendant la deuxième semaine de mars pour nos opérations annuelles d'entretien, la compagnie d'utilité publique se retrouverait coincée. Elle aurait un manque d'alimentation. Nous nous assurons donc que vous procédiez à ces opérations pendant les deux premières semaines de mars, ensuite, c'est mon tour pendant les deux semaines d'avril, etc., et le calendrier est prévu pour l'année.

Le vent, c'est certain, pose un problème. Les turbines ne tournent que quand le vent souffle, mais ensemble, les facteurs de capacité du vent—dans le sud de l'Alberta, par exemple, et votre collègue a parlé un peu plus tôt de *Pincher Creek*, où il y a une installation. Je ne sais si vous avez jamais entendu parler de l'exploitation d'Ernie Sinnott, mais quoi qu'il en soit, son facteur de capacité a battu tous les records des stations éoliennes recensées au Canada. Cet hiver, en janvier et en février, sa capacité était de 47 p. 100, ce qui dépasse de loin toutes les attentes de Transalta.

M. Gagnon: Est-ce que quelqu'un a pris des mesures sur la colline du Parlement?

M. Lorrman: Sur quelle partie de la colline du Parlement? C'est assez surprenant, mais le régime des

[Texte]

is not very good. The top of the Peace Tower looks pretty good because that flag always seems to be blowing.

First of all, in the case of a windmill, for example, you just do not plunk it down anywhere. You have to do a resource study to make sure the wind regime is adequate. In California they have selected sites where there is a very high wind regime so the downtime is much less. Granted, they still cannot schedule exactly when that downtime is going to be.

There are other technologies, however. For example, some of the solar technologies they are producing—electricity, again in California, because they have solar sites as well, where the peak solar contribution coincides with the utilities' peak demand because their peak demand is air conditioning. All the air conditioners come on in all the buildings and that is usually because the sun is very strong and hot. That is when those facilities are providing the most benefit.

Mr. Gagnon: If I can make a couple of comments. One is that any new technology has to fight for its place in the market. Here is a renewable energy source built into this calculator, photovoltaic. It is one of those things that replaced the battery and of course these things replaced the slide rule which replaced the abacus, I suppose, if you keep on going back.

The other comment I would like to make is about the high public profile of energy and the energy crisis of the 1970s or early 1980s, I think, was a demonstrable reduction of energy used, whether it be oil energy, whether it be coal energy or even your petro-fuels. We have had a marked reduction and I think there is no doubt we are going to continue to be more energy efficient for various reasons. One is technology and one is cost.

One thing that I think is coming down the pike and which you mentioned very briefly is super-conductors. That certainly could have an impact in energy as much as space and fibre optics has in communications.

Mr. Lorrimer: Yes. It is a very important development. I have heard the scientists in the field say that should they succeed—and they are making great strides, even just recently in the higher temperatures, super-conductivity—it would significantly impact the price of solar photovoltaics, for example. It would bring it down significantly and make it much more viable and have much more widespread applications.

• 1035

Mr. Gagnon: You would also have a situation whereby you can take in the existing power plants, such as James

[Traduction]

vents sur la colline du Parlement n'est pas très bon. Le sommet de la Tour de la Paix semble assez bon parce que le drapeau semble toujours claquer au vent.

Premièrement, on n'installe pas n'importe où un moulin, par exemple. Il faut faire une étude de ressource pour s'assurer que le régime des vents est adéquat. En Californie, ils ont choisi des sites où le régime des vents est très élevé, afin que les périodes d'accalmie soient les moins fréquentes possible. Bien sûr, ils ne peuvent toujours pas prévoir avec exactitude quand ces périodes d'accalmie auront lieu.

Il y a, cependant, d'autres technologies. Par exemple, certaines des technologies solaires qu'ils produisent—l'électricité, encore une fois, en Californie, puisqu'ils ont également des sites solaires, où la contribution solaire de pointe coïncide avec la demande de pointe des compagnies d'utilité publique parce que leur demande de pointe correspond au moment d'utilisation de la climatisation. Tous les climatiseurs se mettent en marche dans tous les édifices généralement parce que le soleil est très fort et très chaud. C'est à ce moment que ces installations sont les plus avantageuses.

M. Gagnon: J'aimerais faire un ou deux commentaires. Premièrement, toute nouvelle technologie doit se battre pour trouver sa place sur le marché. Dans cette calculatrice, il y a une source d'énergie renouvelable, une pile photovoltaïque. C'est une de ces nouvelles choses qui ont remplacé des anciennes piles et, bien entendu, ces appareils ont remplacé la règle à calculer, qui a remplacé le boulier, je suppose, si on veut remonter encore en arrière.

Deuxièmement, l'importance de l'énergie et de la crise énergétique des années 70 ou du début des années 80, aux yeux du public, a été démontrée par la réduction de la consommation d'énergie, qu'elle soit à base de pétrole, de charbon, ou même de sous-produits du pétrole. Il y a eu une réduction marquée, et je ne doute pas un instant que nous continuerons à devenir de plus en plus efficaces sur le plan énergétique pour diverses raisons. Pour des raisons technologiques et pour des raisons de coût.

Il y a une chose qui se dessine à l'horizon et dont vous avez parlé très brièvement, ce sont les superconducteurs. Ils auront très certainement un impact sur l'énergie, tout comme l'espace et les fibres optiques en ont eu un dans les communications.

M. Lorrimer: Oui. C'est un développement très important. J'ai entendu les spécialistes dire que s'ils parvenaient à leur fin—et ils font d'énormes progrès; encore tout dernièrement, dans le domaine des températures très élevées, dans le domaine de la superconductivité—l'impact sera très important sur le prix des piles photovoltaïques solaires, par exemple. Ce prix diminuera de manière considérable, les rendra beaucoup plus rentables et élargira le champ de leur application.

M. Gagnon: Il deviendra également possible de transporter l'électricité produite par des centrales comme

[Text]

Bay where an awful lot of the energy is lost, and suddenly transport that distance with conceivably very little power loss. It is a whole new world out there.

Mr. Lorrimer: Yes. There is no question.

The Chairman: Thank you, Mr. Gagnon. Mr. Gervais.

Mr. Gervais: I have just one final question, Madam Chairman. Thank you. I would just like to pursue a line of questioning both Mr. Parry and I used previously. I do not want to belabour the subject. It is on co-generation biomass. It still is not clear in my mind as to what the real impediments are. Let me give you a scenario where we have identified—and that is easy to do—an ample supply of waste material biomass.

We have investors in place who are willing to build a plant, so we of course go to the utilities, because we have established that they have a monopoly on the generation of power and the distribution of power. Am I right so far?

Mr. Lorrimer: Yes.

Mr. Gervais: We have to sell into their grid, if we are going to provide that electricity. We cannot start our own utilities and provide power for municipalities.

Mr. Lorrimer: There is grid-connected power and there is remote-community power. There is a slight difference there and you cannot—

Mr. Gervais: Okay. Can we sell to provide power to a community?

Mr. Passmore: Not if it is on the grid.

Mr. Gervais: I suppose a community would not, because that is the only source, and if there is a little bit of a deficiency. . . The beauty of tying into the grid is that you have a guaranteed supply, so to speak. What would be the main impediment to sell to that utility power generated by the co-generating plant? Would they say they have enough power, they can generate their power or they do not need your power? Is that the experience?

Mr. Passmore: They will claim that they have considerable excess capacity and therefore ask why they need your power. However, if they have so much excess capacity, you might ask why they are building such large central facilities.

We could discuss this perhaps in more detail, but basically the central planning process builds in a continual excess capacity problem, because of the huge lump of unused capacity it puts on the system all at one time. At Darlington we are talking close to 4,000 megawatts, bang! We cannot have that demand occur over

[Translation]

celle de la baie James, où les pertes d'énergie sont énormes, sur de longues distances, avec très peu de perte d'énergie. Il y a tout un nouveau monde qui nous attend.

M. Lorrimer: Oui, c'est incontestable.

La présidente: Merci, monsieur Gagnon. Monsieur Gervais.

M. Gervais: Il ne me reste qu'une seule question à poser, madame la présidente. Merci. J'aimerais revenir sur les questions que M. Parry et moi-même avons déjà posées. Je serai bref. Il s'agit de la biomasse en cogénération. Je n'arrive toujours pas à bien comprendre quels sont les problèmes. Permettez-moi de vous citer un exemple. Nous trouvons—et c'est facile—une source importante de déchets productrice de biomasse.

Nous avons donc investisseurs qui sont disposés à construire une usine; donc, bien entendu, nous nous adressons aux compagnies d'utilité publique, puisque nous avons établi qu'elles exercent un monopole sur la génération et la distribution d'énergie. Vous êtes toujours d'accord?

M. Lorrimer: Oui.

M. Gervais: Nous devons nous brancher sur leur réseau si nous voulons fournir cette électricité. Nous ne pouvons constituer nos propres compagnies d'utilité publique pour fournir cette énergie aux municipalités.

M. Lorrimer: Il y a l'énergie liée au réseau et l'énergie pour les communautés éloignées. Il y a une petite différence, et vous ne pouvez. . .

M. Gervais: D'accord. Pouvons-nous vendre cette ressource pour alimenter en énergie une communauté?

M. Passmore: Pas si vous n'êtes pas branché sur le réseau.

M. Gervais: Je suppose qu'une communauté ne le ferait pas, car c'est la seule source, et il y a un petit problème. . . Le merveilleux du branchement sur le réseau est que vous garantisiez l'approvisionnement, pour ainsi dire. Quel serait l'obstacle principal de la vente, à cette compagnie d'utilité publique, d'énergie produite par cette usine de cogénération? Nous répondraient-ils qu'ils ont suffisamment d'énergie, qu'ils peuvent générer leur propre énergie ou qu'ils n'ont pas besoin de la nôtre? Quelle est votre expérience?

M. Passmore: Ils vous répondront qu'ils ont de l'énergie à revendre et vous demanderont en conséquence: pourquoi acheter votre énergie? Cependant, s'ils ont tellement d'énergie à revendre, vous pourriez leur demander pourquoi ils construisent ces énormes centrales.

Nous pourrions peut-être en discuter un peu plus en détail, mais pour l'essentiel, le procédé de planification centrale crée un problème continu de surcapacité à cause de la quantité énorme de capacité inutilisée qu'ils injectent dans le système d'un seul coup. A Darlington, ce sont près de 4,000 mégawatts qui sont injectés d'un seul

[Texte]

night, so there is a huge lump of excess capacity on the system.

With private power, you are talking co-generation. You are perhaps talking about facilities of 20 megawatts, 10 megawatts, five megawatts, two megawatts. It can be brought on in the space of a year. It can be brought on as and when needed. Private power in fact gets you out of that treadmill of a continual excess capacity situation, and this actually gets us back a little bit to the question you were asking earlier, sir, about guaranteeing reliability.

Reserve margins of utilities in the U.S., experience has shown, can be lower. Typically, they are—20% is a nice reserve margin we like to have, down to about 15% as a result of private power. In Ontario, for example, we have 40%. They will tell you that this is an argument, but it is a red herring.

The other problem is the one we have already mentioned, which is that Hydro will go ahead and build your biomass co-generation facility and they will pay you this number of cents. For industry, the number of cents—in this case, the 3.6¢ a kilowatt hour they will pay you for your power—does not pay a good enough payback to interest the private investor.

Mr. Gagnon: Excuse me, at that point what would Darlington's cost be?

Mr. Passmore: It would be 7¢ minimum. That is an Ontario Hydro number; it is not my number. I like to use Sam Horton's number. If you ask the vice-president of Ontario Hydro what the marginal cost of Darlington is, he will tell you 7¢ a kilowatt hour.

Mr. Gagnon: Who is Sam Horton?

Mr. Passmore: He is the Senior Vice-President of Ontario Hydro. He is also the Chairman of the Canadian Nuclear Association.

Mr. Lorrimer: There are a couple of other things. When you have centralized facilities, the over-capacity is partially brought on by necessity. What if Darlington goes down? They still have a supply. They may not be able to buy it from all their neighbours all the time. They have to worry about those things, too. If a small plant goes down, it is not such a big blip in the system.

The other thing is just credibility. On the one hand, the private power producers will go to Ontario Hydro, as an example. We are sort of using them as a kicking horse, but it is just an example. They will say they have too much excess capacity; they do not their generating capacity. The next day we have Mr. Campbell coming on and saying that by the mid-1990s we are going to need another Darlington-sized plant in this province. They are talking out of both sides of their mouths.

[Traduction]

coup. Paf! Il ne peut y avoir une demande correspondante du jour au lendemain, si bien que le système se retrouve avec une énorme quantité de surcapacité.

En matière d'énergie privée, il s'agit de cogénération. Il s'agit de centrales pouvant produire 20 mégawatts, 10 mégawatts, cinq mégawatts, deux mégawatts. Elles peuvent être branchées sur le réseau sur l'espace d'un an. Elles peuvent être branchées en fonction des besoins. En fait, l'énergie privée vous évite ce piège de la situation continue de surcapacité et, en réalité, cela nous ramène un peu à la question que vous aviez posée précédemment, monsieur, sur la garantie de fiabilité.

Les marges de réserve des compagnies d'utilité publique aux États-Unis, comme l'expérience l'a démontré, peuvent être inférieures. D'une manière typique, elles sont—20 p. 100 est une bonne marge de réserve que nous aimons avoir, pouvant descendre jusqu'à 15 p. 100 grâce à l'énergie privée. En Ontario, par exemple, cette marge est de 40 p. 100. Ils vous diront: voilà la preuve, mais c'est faux.

L'autre problème est celui que nous avons déjà mentionné, à savoir qu'Hydro-Ontario donnera son accord, construira votre centrale de biomasse en cogénération et vous paiera ce nombre «X» de cents. Pour l'industrie, ce nombre «X» de cents—en l'occurrence, 3.6¢ le kilowatt-heure pour votre énergie—n'est pas d'un rapport suffisant pour intéresser l'investisseur privé.

M. Gagnon: Je m'excuse, quel est le coût de Darlington?

M. Passmore: Environ 7¢ au minimum. C'est le chiffre cité par Hydro-Ontario, ce n'est pas mon chiffre. J'aime utiliser le chiffre de Sam Horton. Si vous demandez au vice-président d'Hydro-Ontario quel est le coût marginal de Darlington, il vous répond 7¢ le kilowatt-heure.

M. Gagnon: Qui est Sam Horton?

M. Passmore: C'est le premier vice-président d'Hydro-Ontario. Il est également président de l'Association nucléaire canadienne.

M. Lorrimer: Il y a une ou deux autres choses. Une fois les installations centralisées, la surcapacité est partiellement provoquée par nécessité. Que se passe-t-il si Darlington produit moins? Ils ont toujours des sources d'approvisionnement. Il se peut qu'ils ne puissent tout acheter auprès de leurs voisins en même temps. Il faut également qu'ils en tiennent compte. Si une petite centrale tombe en panne, ce n'est pas un gros problème pour le système.

L'autre chose est tout simplement la crédibilité. D'une part, les producteurs privés d'énergie s'adressent à Hydro-Ontario, par exemple. Nous nous en servons comme d'un bouc émissaire, mais ce n'est qu'un exemple. Ils diront qu'ils ont beaucoup trop de surcapacité; ils n'en sont pas responsables. Le lendemain, on entend M. Campbell qui dit que d'ici le milieu des années 90, il va falloir une autre centrale de la grandeur de Darlington dans cette province. Ils passent leur temps à se contredire.

[Text]

[Translation]

• 1040

Mr. Gagnon: Would you be happy with the 7¢ per megawatt?

Mr. Passmore: Oh, absolutely. If we could get 7¢ per kilowatt hour—

Mr. Gervais: You would have a lot of these little plants going up in places where they have the biomass—

Mr. Gagnon: You are essentially saying that you should be allowed to compete with—

Mr. Passmore: We should be competing with marginal cost.

Mr. Gervais: Fair enough. Thanks.

The Chairman: On the bottom of page 1 of your opening statement, you say that excluding bioenergy, about 80% of sales are for the export market. Could you explain how you penetrate the export market with Canadian technology?

Mr. Lorrimer: If you are a company in the renewable energy business and you started out because the government program helped you start out, and then through their activities the government eliminated the domestic market, and you want to stay alive, you only have one choice; you have to stay alive through exports. As I indicated earlier, a lot of the Canadian technology developed in the renewable energy area is world-class technology; it is world-leading technology in many cases.

We do have the ability to go out in the export markets, and those companies that were fighting for survival saw that it was their major route to survival. One of the impediments they of course face when they take their technology to foreign markets is the buyers asking whether we have a demonstration at home they can come and look at. They are fighting that one right now because quite often the answer is no, since there is no way they can put it in the domestic market unless they are going to fund it totally themselves, because there is no mechanism to do so.

The Chairman: But you are talking of all forms or is there one particular area that is more significant? Are you dealing totally internationally or mainly Pacific rim, Europe?

Mr. Lorrimer: Oh, it depends on the technology.

Mr. Passmore: Canadian small hydro technology has had a major penetration in the United States because there they buy power at the marginal cost. As Doug was saying, one of the major Canadian companies, Barber Hydraulic

M. Gagnon: Seriez-vous satisfait de 7c. le mégawatt?

M. Passmore: Oui, absolument. Si l'on pouvait obtenir 7c. le kilowatt-heure. . .

M. Gervais: On aurait de plus en plus de petites centrales dans des endroits où il y a la biomasse nécessaire. . .

M. Gagnon: Donc, vous dites que vous devriez avoir la possibilité de concurrencer. . .

M. Passmore: Oui, de les concurrencer en fonction du coût marginal.

M. Gervais: Très bien. Merci.

La présidente: Au haut de la page 3 de votre déclaration, vous dites qu'à l'exception de la bioénergie, environ 80 p. 100 des ventes sont liées à des contrats d'exportation. Pourriez-vous nous expliquer comment vous arrivez à pénétrer le marché d'exportation en ayant recours à la technologie canadienne?

M. Lorrimer: Si vous travaillez pour une compagnie dans le domaine des énergies renouvelables et que vous avez pu la mettre sur pied grâce au programme du gouvernement dans ce secteur, et qu'ensuite, le gouvernement a pris des mesures pour éliminer le marché intérieur, vous n'avez qu'une possibilité, si vous voulez assurer votre propre survie: vous êtes bien obligé d'avoir recours au marché des exportations. Comme je vous l'ai indiqué tout à l'heure, la technologie canadienne dans le secteur des énergies renouvelables est une technologie de pointe; dans bon nombre de cas, il n'y a pas de meilleure technologie dans le monde entier.

Nous sommes en mesure de pénétrer les marchés d'exportation, et les compagnies qui cherchaient à survivre ont compris que c'était surtout cette voie-là qu'il fallait suivre. L'un des obstacles qu'ils rencontrent, évidemment, lorsqu'ils essaient de vendre leur technologie sur des marchés étrangers, c'est que les acheteurs éventuels veulent observer l'emploi de cette technologie chez nous. C'est un obstacle qu'ils n'arrivent pas à surmonter pour l'instant parce que très souvent, cette technologie n'est tout simplement pas employée ici, car on ne peut l'exploiter sur le marché intérieur à moins de vouloir supporter tous les frais soi-même, étant donné que le mécanisme permettant ce genre de choses n'existe pas actuellement.

La présidente: Mais parlez-vous de l'ensemble des pays étrangers, ou y a-t-il une région que vous considérez comme plus importante? Parlez-vous de l'ensemble des marchés internationaux, ou surtout des pays du Pacifique ou de l'Europe?

M. Lorrimer: Eh bien, cela dépend de la technologie.

M. Passmore: Dans le cas de la technologie canadienne des petites centrales hydro-électriques, il y a eu une grande pénétration du marché américain, parce que l'on achète cette énergie au coût marginal aux États-Unis.

[Texte]

Turbine, cannot sell many turbines in Canada. They have sold most of their turbines in the U.S. Another company, TPK Solar Stephens Inc., is involved in photovoltaics, as we mentioned earlier. They have sold their entire manufacturing capability to both India and China, because India is a country that has a lot of sun and they realized that they would like to make use of this technology.

In active solar—the flat plate collectors—again, as Doug mentioned, because of the NRC and because of the cold climates in this country, those flat plate collectors are extremely efficient, world class, have received considerable market acceptance in the U.S. The U.S. panels, by comparison, would be next to useless in Canada because they could not stand the winters. Canadian panels can stand cold and hot climates.

Mr. Gagnon: We are looking specifically at the expected shortage of light gravity oil, and the National Energy Board has come out with their predictions. In an energy sphere, we have an abundance of hydro, we have an abundance of coal, we have an abundance of heavy gravity oil, we have an abundance of natural gas. Where we certainly do have a shortage nationally, something we are going to be facing in the early 1990s, is in light gravity oil.

How do you see this replacing that shortage inasmuch as we have already talked about nuclear, we have talked about electrical? How does Solar Energy Society of Canada Inc. partially solve that problem?

Mr. Lorrimer: First, to refute a word you used, "abundance"—that we have an abundance of all the rest—abundance is a relative term. It was not 20 years ago we were told we had an abundance of oil, even light oil, and we find we do not now. I hesitate to use the word "abundance" in anything that is a depleting resource, and all of those are.

But in the light oil category there are many ways to displace it. Energy efficiency, energy conservation is doing a pretty good job right now in reducing demand, but let us talk for example in transportation fields. There is lots of biomass technology coming on, alternative fuels that are coming in, but in terms of the technologies we have been addressing today, even they have an impact, but probably indirectly.

[Traduction]

Comme Doug vous l'expliquait, l'une des compagnies canadiennes les plus importantes, à savoir *Barber Hydraulic Turbine*, n'arrive pas à vendre beaucoup de turbines au Canada. Elle en a surtout vendu aux États-Unis. Une autre compagnie, *TPK Solar Stephens Inc.* travaille dans le domaine de la photovoltaïque, comme nous vous l'avons dit plus tôt. Elle a vendu toute sa capacité de fabrication à l'Inde et à la Chine, étant donné que l'Inde est un pays très ensoleillé, et que l'on s'est rendu compte là-bas que l'on pourrait profiter de cette technologie.

Pour ce qui est de l'énergie solaire «active»—c'est-à-dire les capteurs plans fixes—encore une fois, comme Doug l'a déjà dit, grâce au Conseil national de recherches, et étant donné le climat froid au Canada, ces capteurs sont extrêmement efficaces, grâce à cette technologie de pointe, et ont donc été très bien reçus aux États-Unis. Les capteurs américains, par contre, seraient plus ou moins inutiles au Canada, car ils ne pourraient jamais tolérer les grands froids des hivers canadiens. Les capteurs canadiens peuvent tolérer les climats froids et chauds.

M. Gagnon: Ce qui nous intéresse tout particulièrement, c'est la pénurie prévue de pétrole léger, et l'Office national de l'énergie a déjà fait des prévisions à ce sujet-là. En matière d'énergie, nous avons une abondance d'énergie hydro-électrique, de charbon, de pétrole lourd, et même de gaz naturel. Mais là où nous risquons de manquer de ressources à l'échelle nationale, probablement vers le début des années 90, c'est dans le secteur du pétrole léger.

Dans quelle mesure pensez-vous que cela pourra remplacer l'énergie qui manquera, à cause de cette pénurie, en tenant compte de ce que nous avons déjà dit au sujet de l'énergie nucléaire et de l'énergie électrique? Comment votre compagnie aborderait-elle ce problème?

M. Lorrimer: D'abord, je ne puis accepter votre emploi du terme «abondance»—vous avez dit que nous avons une abondance de toutes ces autres ressources—car, à mon avis, l'abondance est vraiment relative. Il y a à peine 20 ans, on nous a dit que nous avions une abondance de pétrole, même de pétrole léger, et nous constatons aujourd'hui que ce n'est pas le cas. J'hésite à employer le terme «abondance» lorsqu'il s'agit d'une source d'énergie non renouvelable, et toutes celles que vous avez mentionnées le sont.

Dans le domaine du pétrole léger, il y a plusieurs façons de remplacer cette source d'énergie. D'abord, une utilisation plus efficace de l'énergie et sa conservation permettent déjà de réduire la demande; mais parlons du secteur des transports, par exemple. On emploie de plus en plus la technologie de la biomasse et l'on a de plus en plus recours à d'autres types de combustibles. Mais pour ce qui est des technologies dont on discute ce matin, même elles ont un impact, bien qu'il soit probablement indirect.

[Text]

For example, a lot of transportation energy can be supplied by electricity, through mass transit, electric cars. There is a lot of research into electric cars and other technologies like that and many of the technologies we have addressed today can produce electricity, so maybe we are not talking about direct replacement but indirect replacement. There is certainly a large potential there.

Mr. Passmore: The lightgravity oil is largely transportation, is that correct?

Mr. Gagnon: By and large, yes.

Mr. Passmore: Though again you would want to get more details from an organization like the Canadian Renewable Fuels Association or the Biomass Energy Institute, which would have some of the more critical numbers—certainly companies like Mohawk Oil, for example, and a number of western farmers.

It was mentioned earlier about the grain screenings, for example, from agricultural operations where you are able to produce ethanol and then put into an ethanol-gasoline mix to get gasohol.

Mohawk Oil, of course, has gasohol retail outlets in Manitoba. I am not sure whether they have them in any other provinces or not but certainly, there is an opportunity for a real federal initiative which is to do something similar, although obviously to learn from the mistakes of the Brazilian fuel alcohol program, but to convert all federal government vehicles to alcohol fuels. Why not?

The Chairman: Mr. Gagnon, I wonder if Jeff is aware that we did a study on alternative fuels using methanol and ethanol. We tabled it just about a year ago now, and we did have Mohawk and these people before us and perhaps you would be interested in a copy of our report.

Mr. Passmore: What happened to it after it was tabled?

Mr. Gagnon: The basic thrust was that you say let the market decide; well, we looked at it and said the best thing to do is let the market decide because we cannot see a place for this without getting it subsidized. . . the Brazilian methods.

Mr. Lorrimer: But you have not let the marketplace decide.

Mr. Gagnon: Certainly we have.

Mr. Lorrimer: Well, what about all the subsidies you are putting into its competitor, which is straight gasoline?

[Translation]

Dans le domaine des transports, par exemple, nous avons surtout recours à l'électricité; il y a les transports en commun et la possibilité qu'offrent les voitures électriques. On fait actuellement beaucoup de recherche sur les voitures électriques et d'autres technologies du genre, et beaucoup des technologies dont nous avons discuté aujourd'hui permettent de produire de l'électricité; donc, il s'agit peut-être de remplacement indirect, plutôt que direct. Mais il ne fait aucun doute qu'il y a énormément de possibilités.

M. Passmore: Ainsi, le pétrole léger s'emploie surtout dans le domaine des transports, n'est-ce pas?

M. Gagnon: En général, oui.

M. Passmore: Mais encore une fois, il faudrait que vous vous renseigniez auprès d'organismes comme l'Association canadienne des combustibles renouvelables ou l'Institut de l'énergie de biomasse, qui pourraient sans doute vous donner des chiffres plus précis—c'est sûr que des compagnies comme *Mohawk Oil*, par exemple, ou certains agriculteurs dans l'Ouest, pourraient le faire.

On a parlé tout à l'heure des criblures de céréales dans le domaine agricole, par exemple, qui permettent de produire de l'éthanol, et ensuite, mélangeant l'éthanol et l'essence, de produire du carburol.

La société *Mohawk Oil* a, bien entendu, des postes de vente au détail du carburol au Manitoba. J'ignore si elle en a ou non dans d'autres provinces également, mais il y a là une possibilité d'action fédérale réelle, même s'il faudrait évidemment tenir compte des erreurs commises dans le cadre du programme brésilien; on pourrait quand même convertir tous les véhicules à l'usage du gouvernement fédéral aux carburants à base d'alcool. Pourquoi pas?

La présidente: Monsieur Gagnon, je me demande si Jeff sait que nous avons déjà effectué une étude sur les carburants de rechange, surtout le méthanol et l'éthanol. Nous l'avons déposée il y a environ un an, et les représentants de la société *Mohawk* et d'autres ont comparu devant nous à ce moment-là; peut-être aimeriez-vous obtenir une copie de notre rapport.

M. Passmore: Et qu'est-ce qu'il est devenu après que vous l'avez déposé?

M. Gagnon: Nous avons recommandé essentiellement qu'on laisse jouer les forces du marché; nous avons étudié la question et ensuite décidé qu'il vaudrait mieux permettre au marché de décider, puisque nous ne pourrions faire quoi que ce soit sans subventionner les activités dans ce domaine. . . c'est-à-dire employer la méthode brésilienne.

M. Lorrimer: Mais vous n'avez pas permis au marché de décider.

M. Gagnon: Mais si.

M. Lorrimer: Comment expliquez-vous alors les subventions que vous accordez à son concurrent, c'est-à-dire l'essence pure?

[Texte]

Mr. Gagnon: You will have to tell me what the subsidy is for gasoline.

Mr. Lorrimer: That is what we hope the level playing field study will tell us.

Mr. Gagnon: You tell us what the subsidy is in gasoline and I will tell you about it. We do not have a depletion allowance on gasoline or crude oil or natural gas.

Mr. Lorrimer: Did we not just hear \$350 million a year announced to help drill to find more resources to help there? That sounds like a subsidy to me.

Mr. Gagnon: That is essentially a make-work project to tide somebody over. It is not a built-in system. What we are trying to do in that one—

Mr. Lorrimer: You will get the same—

Mr. Gagnon: Excuse me. What we are trying to do with that thing was the same thing that the mining industry has, which is an earned depletion. Mr. Wilson, as Minister of Finance, would not give us an earned depletion so we are on the same level playing field as the mining industry, which is again an extractive industry.

We have a very strange deal that we have mining companies, Syncrude and Suncor, which are essentially mining operations, which do have an earned depletion. They put out a product which the conventional oil sector competes with, but the conventionals did not have the same tax preferences that these two mines have.

Mr. Lorrimer: That is funny, and the renewable energy sector does not have any of the preferences and we are competing in the same field as well. Boy, I will tell you, we could do a lot with an open-ended \$350 million a year and we do not have that.

The Chairman: First of all, you have to put up the buck to get the 33-1/3 back and secondly—

Mr. Lorrimer: Excuse me?

The Chairman: You have to put up the dollar to get the 33¢.

Mr. Lorrimer: We do not have that opportunity, either.

The Chairman: The problem we still have is equity, but also we are talking about extractive industries and the industries are totally different.

[Traduction]

M. Gagnon: Il va falloir que vous me disiez quelles subventions sont actuellement accordées pour l'essence.

M. Lorrimer: C'est exactement ce que nous cherchons à déterminer grâce à cette étude sur la façon de mettre tout le monde sur un pied d'égalité.

M. Gagnon: Si vous me dites de quelles subventions il s'agit, je vais essayer de vous répondre. Nous n'avons pas de déduction pour épuisement dans le cas de l'essence, du pétrole lourd ou du gaz naturel.

M. Lorrimer: Est-ce qu'on ne vient pas de nous annoncer que 350 millions de dollars par an seront dépensés pour aider les forages visant à déceler d'autres réserves? Ce n'est pas une subvention, cela?

M. Gagnon: Non, il s'agit essentiellement d'un projet de création d'emplois pour aider une compagnie à joindre les deux bouts pendant quelque temps. Il ne s'agit pas d'un système permanent. Ce que nous cherchons à faire dans ce cas-là...

M. Lorrimer: Mais vous obtiendrez le même...

M. Gagnon: Excusez-moi, mais ce que nous cherchons à faire avec ce genre de projet, c'est exactement la même chose que nous avons accordée à l'industrie minière, c'est-à-dire une déduction pour épuisement gagné. M. Wilson, en tant que ministre des Finances, n'a pas voulu nous accorder une déduction pour épuisement gagné, et nous sommes donc sur un pied d'égalité avec l'industrie minière, qui est, encore une fois, une industrie d'extraction.

La situation est un peu étrange, en ce sens que nous avons des compagnies minières, comme *Syncrude* et *Suncor*, qui sont essentiellement des compagnies minières, et qui reçoivent une déduction pour épuisement gagné. Elles produisent quelque chose qui concurrence effectivement les produits pétroliers classiques, mais les producteurs de produits classiques n'ont pas obtenu les mêmes avantages fiscaux que ces deux mines.

M. Lorrimer: C'est drôle, et le secteur des énergies renouvelables n'a aucun de ces avantages, bien que nous concurrencions ces mêmes compagnies. Je peux vous assurer que nous pourrions faire beaucoup de choses avec 350 millions de dollars ou plus, mais nous ne les avons pas.

La présidente: Il faut d'abord que vous trouviez les capitaux pour vous permettre de récupérer le tiers, et deuxièmement...

M. Lorrimer: Pardon?

La présidente: Il vous faut d'abord les capitaux afin de récupérer un tiers de ces fonds.

M. Lorrimer: C'est une possibilité qui ne nous est pas offerte non plus.

La présidente: Nous avons encore un problème de capital-actions, mais n'oublions pas que nous parlons d'industries d'extraction et qu'il y a donc une grande différence entre les deux types d'industries.

[Text]

Mr. Lorrimer: Yes, but you see, you are talking about extractive industries—exactly. You are supporting something and encouraging people to go into something that is depleting. We are giving you something that if you put your money in—and it is an investment because when we produce the energy, we are not depleting anything; it is renewable.

You can put more and more money into resources that are depleting. You are not going to find any more; you are not going to create more oil; you are not going to create more gas. You are just going to reinforce the infrastructure that makes our society based on those, and the judgment day will come—

The Chairman: Oh, yes.

• 1050

Mr. Lorrimer: They are going to run out. We are saying let us have a transition period so we can move to the point where we can sustain ourselves on sustainable and not depleting resources. As long as Canada is recognized as a nation and economy based on depleting resources, we do not have a chance.

Mr. Gagnon: I agree with your comment about the CDIP's \$350 million a year. It could be looked at as an incentive. I do not view it as that. I hope we can get rid of it as soon as possible. Right now, it is something we feel is necessary to tide over a hard-pressed industry and create some jobs until such time as we can take it away.

We are looking at Mr. Wilson to come down with a tax reform which tries to level out this playing field. I hope you will come back with your comments on where the tax reform should be improved. If it is good, would you tell us?

This year Canada produced roughly 500 million barrels of oil. The Athabasca tar sands had 600 billion barrels in place. If we talk about recovering heavy oil, we have a resource there which is going to last centuries, not a generation, but centuries. If we talk about Cold Lake, there are 200 billion barrels, the same sort of magnitude.

What we produced this year or last year is roughly 500 million barrels. The resource base is there. I emphasize we could see a shortage of oil. That is what we are trying to address here. I think you have raised a very interesting point of a bigger scope than we have looked at. I appreciate that.

[Translation]

M. Lorrimer: Oui, mais voyez-vous, vous parlez d'industries d'extraction justement. Vous appuyez ce genre d'activité et vous encouragez les gens à y participer, alors qu'il s'agit d'une source d'énergie non renouvelable. Nous, par contre, nous vous donnons l'occasion d'investir votre argent—et il s'agit bel et bien d'un investissement, car la source de l'énergie que nous produisons est renouvelable.

Vous pouvez toujours continuer à investir de l'argent dans des sources d'énergie non renouvelables. Vous n'allez jamais en trouver d'autres; vous n'allez jamais parvenir à créer d'autres sources de pétrole; ni à créer d'autres sources de gaz naturel. Vous allez simplement renforcer l'infrastructure qui fait que notre société dépend de ces mêmes sources d'énergie, et le jour du jugement viendra. . .

La présidente: Ah, oui.

M. Lorrimer: Un jour, il n'y en aura plus. Nous prétendons qu'il faudrait une période de transition pendant laquelle nous pourrions arriver au point où nous pourrions subvenir à nos propres besoins grâce à des sources d'énergie renouvelables. Tant que le Canada sera considéré comme un pays dont l'économie dépend des ressources non renouvelables, nous serons dans l'impossibilité de changer la situation.

M. Gagnon: Je suis d'accord avec ce que vous avez dit au sujet des 350 millions de dollars par an. On peut toujours le considérer comme une mesure d'incitation. Personnellement, je ne le vois pas de cette façon-là. D'ailleurs, j'espère que nous pourrions nous en débarrasser le plus tôt possible. Mais pour l'instant, nous le considérons comme essentiel pour aider une industrie en difficulté et créer des emplois jusqu'au moment où nous pourrions l'éliminer.

Nous comptons d'ailleurs sur M. Wilson pour présenter un plan de réforme fiscale qui mettra tout le monde sur un pied d'égalité. J'espère que vous nous ferez part de votre réaction face à cette réforme fiscale. Si vous en êtes satisfaits, est-ce que vous nous le direz?

Cette année, le Canada a produit environ 500 millions de barils de pétrole. Le projet des sables bitumineux d'Athabasca a permis de produire quelque 600 milliards de barils. Et pour ce qui est du pétrole lourd, là nous avons une ressource qui va durer des siècles—pas une seule génération, mais des siècles. Dans le cas du projet de Cold Lake, il y a une possibilité de production de quelque 200 milliards de barils—c'est donc un projet de la même grandeur.

Cette année, ou l'année dernière, nous avons produit environ 500 millions de barils. Les ressources sont là. Il pourrait y avoir une pénurie de pétrole, et j'insiste là-dessus. C'est justement ce que nous essayons de corriger. Je pense que vous avez soulevé un point très intéressant quant à l'étendue des possibilités. Je vous en remercie.

[Texte]

Mr. Lorriman: If you look at a map, I am not sure you realize the land area which is deterred. It says the Athabasca tar sands area. There is more solar energy falling on that part of land per year than Canada uses in a year. The tar sands may be able to last 100 years. The solar energy falling on it will last forever. Which do you think is the most attractive?

In terms of technology in extracting either the solar or the tar sands, I will bet there is not much difference. There is a hell of a lot of technology involved in extracting tar sands. If you look at the environmental costs and other things associated with it, if we were given a chance, I would bet the renewable energy would come out on top of that equation. We just have not been given the chance.

Mr. Gagnon: I will come back to your comment about the market. Let us try to get the market to declare what is best. There is no doubt in my mind that we can grow bananas on the Athabasca tar sands also, but it is a heck of a lot cheaper to get them imported from somewhere else.

We are talking about getting a level playing field and letting the market decide. I think this is something you brought up and I think it is in our report. We are going to have to emphasize it, although we are talking about a provincial jurisdiction, especially when you are referring to a biomass. I see some other positives we have not mentioned, like the environmental.

Mr. Lorriman: We are meeting with environmental people this afternoon. I have said this a number of times in our opening comments. What underscores this so well is the recently released Brundtland report. It says that you cannot divorce environment from all the other economic decisions, both nationally and globally.

Mr. Gagnon: It is unfortunate that we have been.

The Chairman: I would like to comment on what Mr. Gagnon said about the CDIP leaving 75,000 people out of work in the last nine to twelve months. We were putting money into an area to get those people back to work. It is only a temporary program.

Mr. Lorriman: That was open-ended. Any programs you have produced for the renewable energy always have a sunset. This one was open-ended.

[Traduction]

M. Lorriman: Si vous regardez une carte, je ne sais pas si vous allez vous rendre compte de la superficie dont il s'agit et qu'on ne peut donc employer à d'autres fins. On parle de la région des sables bitumineux d'Athabasca. Mais en fait, il est possible, dans cette région, de recueillir beaucoup plus d'énergie solaire dans une année que le Canada n'en utilise dans cette même période. Les sables bitumineux vont peut-être durer 100 ans. Mais l'énergie solaire qu'on peut y recueillir existera toujours. Laquelle des deux sources vous paraît la plus attrayante?

Quant à la technologie nécessaire à la production de ces deux types d'énergie, personnellement, je ne crois pas qu'il y ait une grande différence. Il faut énormément de technologie pour extraire du pétrole des sables bitumineux. Et si l'on tient compte de l'impact sur l'environnement et d'autres facteurs, je suis sûr que si l'on nous donnait une chance, on finirait par constater que l'énergie renouvelable représente une bien meilleure solution. Mais jusqu'ici, on ne nous a jamais donné une chance.

M. Gagnon: J'aimerais revenir sur ce que vous avez dit au sujet du marché. Laissons au marché la possibilité de trouver la meilleure solution. Je ne doute pas qu'on puisse faire pousser des bananes dans les sables bitumineux, mais il coûte beaucoup moins cher de les importer d'un autre pays.

Nous parlons de la nécessité de mettre tout le monde sur un pied d'égalité et de permettre au marché de décider. Vous l'avez soulevé dans votre déclaration, et nous aussi dans notre rapport, il me semble. Il va falloir insister là-dessus, bien qu'il s'agisse d'un domaine de compétence provinciale, surtout quand on parle de la biomasse. Et il y a d'autres aspects positifs que nous n'avons pas encore mentionnés, comme l'effet sur l'environnement.

M. Lorriman: Nous allons justement nous réunir cet après-midi avec des gens qui travaillent dans le domaine de l'environnement. D'ailleurs, je crois l'avoir mentionné plusieurs fois dans mon exposé. Le rapport Brundtland qui vient d'être déposé montre bien l'importance de cette question. On dit dans ce rapport qu'on ne peut isoler les décisions qui mettent en cause l'environnement des autres décisions d'ordre économique, ni sur le plan national, ni sur le plan mondial.

M. Gagnon: C'est malheureusement ce que nous avons fait jusqu'ici.

La présidente: Je voudrais faire une remarque au sujet de ce qu'a dit M. Gagnon relativement aux 75,000 personnes qui se retrouvent sans emploi depuis neuf ou 12 mois. Si nous investissions de l'argent dans ce domaine, c'était pour permettre à ces gens-là de travailler de nouveau. Mais il ne s'agit que d'un programme temporaire.

M. Lorriman: Mais on n'a jamais parlé d'une période précise. Tous les programmes que vous avez établis dans le secteur de l'énergie renouvelable ont toujours eu une

[Text]

The Chairman: When he announced it, the Minister made it extremely clear he hoped it was... What did he say? Was it one or two years, Paul?

Mr. Lorriman: No.

Mr. Gagnon: If you could tell us when we are going to have a turnaround in the condition, we can tell you when we are going to terminate it. They have the same problem in all the commodities other than precious metals. If you look at grain, we had a marathon debate which started the night before last and went almost around the clock. It is the same problem. It is the commodity price which has collapsed. When you start talking about that as a commodity producer, we have people who are suffering and we have to address that problem. We are addressing it.

• 1055

Mr. Lorriman: I think we could probably produce figures to demonstrate that if you gave us \$350 million a year we could also produce 15,000 jobs, but our jobs would be longterm and permanent. We would use part of that money to retrain people in the oil and gas and the other depleting industries into the renewable industries, and give them long-term jobs so you will not have to fire-fight every few years when the marketplace does its gyrations. We think we can make a good argument; it has just never been heard.

Mr. Gagnon: That is why we welcome you here.

Mr. Lorriman: That is why we are glad to be here.

Mr. Passmore: Following up on what Doug said, you do have all these people hurting and out of work, and if there is a sector in the oil and gas industry I support, it is the small business sector. They are in the same sector as we are, and it was mostly small oil and gas companies that you were helping.

The point is that if these people are out of work now... we have a company in British Columbia which was previously in oil and gas and is now getting into the wind business, because they see that as a long-term strategy for business development for them. They see no future in staying in oil and gas, because it is just a constant up and down, up and down, and so they are diversifying.

I think there is an opportunity for people in the government to ask themselves whether they are going to

[Translation]

clause d'extinction. Mais il n'y en avait pas dans le cas de ce programme-là.

La présidente: Mais au moment de l'annoncer, le ministre a précisé qu'il espérait... Qu'est-ce qu'il a dit au juste? Est-ce qu'il a parlé d'un programme d'un an ou de deux ans, Paul?

M. Lorriman: Non.

M. Gagnon: Si vous pouvez nous dire quand la situation va changer, nous pourrions vous dire à quel moment le programme prendra fin. Ils ont le même problème avec tous les autres produits, à part les métaux précieux. Si vous voulez parler des céréales, par exemple, nous avons tenu un débat marathon qui a commencé avant-hier soir et qui a duré presque 24 heures. Encore une fois, il s'agit du même problème. C'est le prix du produit qui a chuté. Les producteurs de ces produits souffrent, et nous sommes donc obligés d'aborder ce problème et d'essayer de trouver une solution. C'est d'ailleurs exactement ce que nous faisons.

M. Lorriman: Je pense que nous pourrions probablement trouver des chiffres qui permettraient de prouver que si l'on nous donnait 350 millions de dollars, nous, aussi, pourrions créer 15,000 emplois, sauf que nos emplois seraient des emplois permanents et à long terme. Une partie de ces fonds servirait à recycler les gens qui travaillent actuellement dans les secteurs du pétrole et du gaz pour les adapter aux industries renouvelables, et à leur donner des emplois à long terme de sorte qu'on ne soit pas obligé de leur venir en aide tous les deux ou trois ans lorsqu'il y a des fluctuations de prix sur le marché. Nous croyons avoir d'excellents arguments à présenter; mais c'est qu'on n'a jamais voulu les écouter.

M. Gagnon: C'est justement pourquoi nous sommes bien contents de vous avoir parmi nous ce matin.

M. Lorriman: Et c'est pourquoi nous sommes très contents d'être là.

M. Passmore: À propos des remarques de Doug, il est vrai qu'il y a beaucoup de gens qui souffrent et qui sont sans emploi, et s'il y a un secteur de cette industrie que je tiens à appuyer, c'est bien le secteur des petites entreprises. Ils sont dans la même situation que nous, et c'était surtout des petites compagnies que vous aidiez grâce à ce programme.

Mais si ces gens se retrouvent sans emploi maintenant... Nous avons une compagnie en Colombie-Britannique qui travaillait par le passé dans le domaine du pétrole et du gaz et qui se lance actuellement dans le domaine de l'énergie éolienne parce qu'elle considère que ce secteur offre des possibilités de développement à long terme. Elle trouve qu'il n'y a pas d'avenir dans le secteur du pétrole et du gaz, étant donné les fluctuations constantes du marché, et elle a donc décidé de diversifier ses activités.

Je pense que ce serait souhaitable que le gouvernement se demande maintenant s'il veut vraiment consacrer

[Texte]

just plow all this money into hiring these people back in oil and gas, and then three years from now when the price of oil is up, everything will be fine, but 10 years from now when it is down again, we will have to do another bail-out, or do we try to go with something perhaps a little more long term? Difficult issues, obviously. You have people out there who are suffering, as you say, but it is something to think about.

The Chairman: It is the same in the grain area, right?

I want to thank you gentlemen very, very much for appearing before us today. You have given us a lot of food for thought. The next meeting is Tuesday, May 5 at 9 a.m.

The meeting is adjourned.

[Traduction]

autant d'argent à un projet destiné à créer des emplois dans ces deux secteurs; dans trois ans, lorsque le prix du pétrole sera assez élevé, tout ira bien; mais dans 10 ans, lorsque le prix aura encore chuté, il va falloir de nouveau renflouer ces compagnies. Est-ce qu'il ne faudrait pas qu'on essaie de trouver une solution à plus long terme? Evidemment, ce sont des questions épineuses. Il y a des gens qui souffrent, comme vous l'avez dit, mais il faudrait peut-être y songer.

La présidente: La situation est la même dans le domaine des céréales, n'est-ce pas?

Je tiens à vous remercier infiniment de votre comparution aujourd'hui. Ce que vous nous avez dit nous donnera à réfléchir. La prochaine réunion du Comité se tiendra le mardi 5 mai à 9 heures.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From Solar Energy Society of Canada Inc.:

Doug Lorriman, President;

Jeff Passmore, Vice-President;

Bill Eggertson, Executive Director.

TÉMOINS

De la Société d'Énergie Solaire du Canada Inc.:

Doug Lorriman, président;

Jeff Passmore, vice-président;

Bill Eggertson, directeur général.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 19

Tuesday, May 5, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 19

Le mardi 5 mai 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Main Estimates 1987-88: Votes 1, 5, 10, 15, L20,
(Energy Program) under ENERGY, MINES AND
RESOURCES

CONCERNANT:

Budget des dépenses principal 1987-1988: crédits 1,
5, 10, 15, L20, (Programme de l'énergie) sous la
rubrique ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage

ORDERS OF REFERENCE

Pursuant to Provisional Standing Order 67(4) the following documents were deemed referred to the Committee:

On Monday, April 27, 1987

Report on the Canada-Nova Scotia offshore revenue sharing equalization offset payments and the Development Fund for the year 1985-86, pursuant to sections 69(2), 80 and 88 of the Canada-Nova Scotia Oil and Gas Agreement Act, Chapter 29, Statutes of Canada, 1984. (English and French)—Sessional Paper No. 332-1/448.

On Friday, May 1, 1987

Report of the National Energy Board for the year ended December 31, 1986, pursuant to section 91 of the National Energy Board Act, Chapter N-6, R.S.C., 1970. (English and French)—Sessional Paper No. 332-1/88.

ORDRES DE RENVOI

Conformément aux dispositions de l'article 67(4) du Règlement, les documents suivants sont réputés renvoyés au Comité:

Le lundi 27 avril 1987

Rapport sur le partage des recettes extracôtières entre le Canada et la Nouvelle-Écosse, des paiements de péréquation compensatoires et du Fonds de développement pour l'année 1985-1986, conformément aux articles 69(2), 80 et 88 de la Loi sur l'accord entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières, chapitre 29, Statuts du Canada, 1984. (Textes français et anglais)—Document parlementaire n° 332-1/448.

Le vendredi 1^{er} mai 1987

Rapport de l'Office national de l'énergie pour l'année terminée le 31 décembre 1986, conformément à l'article 91 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, chapitre N-6, S.R.C., 1970. (Textes français et anglais)—Document parlementaire n° 332-1/88.

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, MAY 5, 1987

(30)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:11 o'clock a.m., in Room 371 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Lawrence O'Neil and Barbara Sparrow.

Acting Member present: George Minaker for Bob Porter.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From the Department of Energy, Mines and Resources: Arthur Kroeger, Deputy Minister; Maurice Taschereau, Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration; Harvey Lazar, Administrator, Petroleum Incentives Administration; George Anderson, Assistant Deputy Minister, Energy Policy, Programs and Conservation Sector; Ron Erdmann, Director General, Financial and Market Analysis Branch; Martha Musgrove, Director General, Natural Gas Branch; David Oulton, Director General, Oil Branch; Dr. R.W. Morrison, Director General, Uranium and Nuclear Energy Branch.

The Committee resumed consideration of its Order of Reference dated March 2, 1987, relating to the Main Estimates for the fiscal year ending March 31, 1988. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, March 5, 1987, Issue No. 11.*)

The Chairman called Votes 1, 5, 10, 15, L20, of the Main Estimates under ENERGY, MINES AND RESOURCES.

Mr. Arthur Kroeger made an opening statement and, with the other witnesses, answered questions.

At 10:31 o'clock a.m. the meeting was suspended.

At 10:42 o'clock a.m. the meeting resumed *in camera*.

The Committee proceeded to consider future business.

It was agreed,—That the resolution adopted by this Committee on Tuesday, April 28, 1987, and reading as follows: "That Howard Macdonald of Dome Petroleum Ltd. and Don Stacy of Amoco Canada Petroleum Canada Ltd. be invited to appear before the Committee with regard to the sale of Dome Petroleum Ltd." be rescinded.

At 11:03 o'clock a.m. the Committee adjourned to the call of the chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 5 MAI 1987

(30)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 9 h 11, dans la pièce 371 de l'édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Lawrence O'Neil et Barbara Sparrow.

Membre suppléant présent: George Minaker remplace Bob Porter.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller technique; Lawrence Harris, économiste.

Témoins: Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources: Arthur Kroeger, sous-ministre; Maurice Taschereau, administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada; Harvey Lazar, administrateur, Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier; George Anderson, sous-ministre adjoint, Secteur de la politique, des programmes et des économies de l'énergie; Ron Erdmann, directeur général, Direction de l'analyse financière et du marché; Martha Musgrove, directeur général, Direction du gaz naturel; David Oulton, directeur général, Direction du pétrole; R.W. Morrison, directeur général, Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire.

Le Comité examine de nouveau son ordre de renvoi du 2 mars 1987 relatif au budget principal des dépenses pour l'exercice financier se terminant le 31 mars 1988. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 5 mars 1987, fascicule n° 11.*)

Le président met en délibération les crédits 1, 5, 10, 15 et L20 du budget principal des dépenses, inscrits sous la rubrique ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES.

Arthur Kroeger fait une déclaration préliminaire, puis lui-même et les autres témoins répondent aux questions.

À 10 h 31, le Comité interrompt les travaux.

À 10 h 42, le Comité reprend les travaux et adopte le huis clos.

Le Comité entreprend de déterminer ses futurs travaux.

Il est convenu,—Que la résolution adoptée par le Comité, le mardi 28 avril 1987, et libellée en ces termes: «Que Howard Macdonald, de la société Dome Petroleum Ltée, et Don Stacy, de la société Amoco Canada Petroleum Ltée, soient invités à comparaître devant le Comité au sujet de la vente de Dome Petroleum Ltée» soit rescindée.

À 11 h 03, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

(Recorded by Electronic Apparatus)

[Texte]

Tuesday, May 5, 1987

• 0910

The Chairman: I call to order the Standing Committee on Energy, Mines and Resources. The agenda has been circulated. We have a quorum to hear witnesses and for votes. The order of the day is main estimates 1987-88, votes 1, 5, 10, 15 and L20 under Energy, Mines and Resources, the Energy Program.

ENERGY, MINES AND RESOURCES

Administration Program

Vote 1—Program expenditures \$40,900,000

Energy Program

Vote 5—Operating expenditures \$96,498,000

Vote 10—Grants and contributions \$42,844,000

Vote 15—Petroleum Incentives Program .. \$130,000,000

Vote L20—Loans to finance regional electrical interconnections \$1,000,000

The Chairman: We have with us officials from the Department of Energy, Mines and Resources. We welcome you back, Mr. Kroeger. Perhaps you would like to introduce your colleagues. Firstly, this is Dean Clay, our researcher, Lawrence Harris, our economist, and Ellen Savage, our clerk. You have a new staff member.

Mr. Arthur Kroeger (Deputy Minister, Department of Energy, Mines and Resources): Thank you, Madam Chairman. Some of the faces with me will be familiar. One is new. I have with me Madam Jocelyne Bourgon, the assistant deputy minister of corporate policy and communications. She joined us a few weeks ago from the Federal-Provincial Relations Office. Before that, she was with DRIE and was regional director for the Department of Agriculture, Fisheries and Food in the Province of Quebec at one time. Among her responsibilities will be parliamentary relations. I think members of the committee may be having more contact with her.

With us also are Maurice Taschereau, the administrator of the Canada Oil and Gas Lands Administration, George Anderson, assistant deputy minister on policy, and Harvey Lazar of the Petroleum Incentives Administration, who is also responsible for the new CIDA program.

TÉMOIGNAGES

(Enregistrement électronique)

[Traduction]

Le mardi 5 mai 1987

La présidente: Je déclare ouverte la séance du Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources. Nous avons le quorum pour entendre les témoins et pour voter. A l'ordre du jour, le Budget des dépenses de 1987-1988, crédits 1, 5, 10, 15, et L20 sous la rubrique Énergie, Mines et Ressources, Programme de l'énergie.

ÉNERGIE, MINE ET RESSOURCES

Administration

Crédit 1—Dépenses du programme 40,900,000\$

Programme de l'énergie

Crédit 5—Dépenses de fonctionnement 96,498,000\$

Crédit 10—Subventions et contributions 42,844,000\$

Crédit 15—Programme d'encouragement du secteur pétrolier 130,000,000\$

Crédit L20—Prêts pour financer l'interconnexion régionale de réseaux de transport de l'électricité 1,000,000\$

La présidente: Nous avons aujourd'hui parmi nous les fonctionnaires du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Encore une fois, nous vous souhaitons la bienvenue, monsieur Kroeger. Vous pourriez peut-être nous présenter vos collègues. Mais d'abord, permettez-moi de vous présenter Dean Clay, attaché de recherche, Lawrence Harris, économiste, et Ellen Savage, greffière. Vous avez une nouvelle collaboratrice.

M. Arthur Kroeger (sous-ministre, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources): Merci, madame la présidente. Vous reconnaîtrez certaines des personnes qui m'accompagnent, mais il y a une nouvelle dans l'équipe. Je suis accompagné aujourd'hui de M^{me} Jocelyne Bourgon, sous-ministre adjointe à la Gestion et aux Communications. Elle s'est jointe à notre équipe il y a quelques semaines, et vient du Bureau des relations fédérales-provinciales. Avant cela, elle était au MEIR, et elle a été directrice régionale au ministère de l'Agriculture, des Pêches et de l'Alimentation au Québec. Elle sera responsable entre autres des relations parlementaires. Je crois que les membres du Comité auront des contacts avec elle à l'avenir.

Nous avons également parmi nous M. Maurice Taschereau, directeur de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada; M. George Anderson, sous-ministre adjoint à la politique; et M. Harvey Lazar, administrateur du Programme d'encouragement du secteur pétrolier, également responsable du nouveau programme, le PCEPD.

[Text]

The Chairman: Thank you very much, Dr. Kroeger. Mr. Lazar, you have released the regulations about CEDIP and have. . . Did you say Thursday?

Mr. Harvey Lazar (Administrator, Petroleum Incentives Administration, Department of Energy, Mines and Resources): We have released the document, which is the regulations in non-technical language for review by the industry. We will be meeting with the industry associations Thursday and Friday of this week, Madam Chairman.

The Chairman: Do you know how soon the office will be set up and running in Calgary?

Mr. Lazar: We hope to have the program operating in July. In other words, it is hoped the payments will be flowing out in July. This is obviously dependent upon Parliament passing the legislation before then.

The Chairman: Do you foresee when the first reading of the bill might be?

Mr. Lazar: It is my hope it will be within the next week or two. That is a decision the Minister will have to take, but it is my expectation it will certainly be within this month, and it is hoped very soon.

The Chairman: Although it has come at a good time, because road bans are still on and it gives people a chance to. . . Road bans mean a great deal out west. I will begin the questioning with Mr. MacLellan. It is hoped this meeting will terminate at 10.30 a.m. so we can move in camera.

Mr. MacLellan: Is that on the other matter?

The Chairman: Yes, it is on the other issue.

• 0915

Mr. MacLellan: Thank you. Madam Chairman, I am very concerned about the questions I asked in the House of Commons on Friday, and about the Minister's reply, and I quote:

Mr. Speaker, under Canadian law, the Government is apprised, through Investment Canada, of take-over proposals by corporations with foreign majority control. I repeat that through Investment Canada, this Government has received no proposal whatsoever at this time, so we are unable to take a position on a non-existing proposal.

The Minister was referring to the proposal put forward by Amoco Canada for the purchase of Dome Petroleum. He says in the supplementary:

Mr. Speaker, I want to repeat once more that the Minister of Energy, Mines and Resources is unable to make a judgment on a proposal that has not yet been received. But I can assure the Hon. Member that when the Government receives a proposal, either by Amoco or by any other corporation with which Dome Petroleum is interested in reaching an agreement, this

[Translation]

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Kroeger. Monsieur Lazar, vous avez annoncé les règlements concernant le PCEPD et vous avez. . . C'était jeudi?

M. Harvey Lazar (administrateur, Administration du Programme d'encouragement au secteur pétrolier, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources): Nous avons publié un document où sont énoncés dans la langue de tous les jours les règlements que nous soumettons à l'examen du secteur. Nous devons rencontrer les diverses associations jeudi et vendredi, madame la présidente.

La présidente: Savez-vous quand s'ouvrira le bureau de Calgary?

M. Lazar: Nous espérons que le programme sera en place en juillet. Autrement dit, nous espérons que les versements commenceront en juillet. A condition, bien entendu, que le Parlement adopte à temps la loi nécessaire.

La présidente: Avez-vous une idée de la date à laquelle le projet de loi sera présenté en première lecture?

M. Lazar: J'espère que cela se fera dans une semaine ou deux. La décision appartient au ministre, mais je pense que cela se fera certainement ce mois-ci, et le plus tôt possible, nous l'espérons.

La présidente: Cela tombe à point, car les interdictions routières sont toujours en vigueur et cela permet aux gens. . . Elles ont beaucoup d'importance dans l'Ouest. Nous allons commencer avec M. MacLellan. J'espère que nous pourrions mettre fin à la réunion à 10h30, pour que nous puissions tenir une réunion à huis clos.

M. MacLellan: Sur un autre sujet?

La présidente: Oui, à propos d'autre chose.

M. MacLellan: Merci. Madame la présidente, je suis très inquiet à propos des questions que j'ai posées à la Chambre vendredi, et auxquelles le ministre a répondu ceci, et je cite:

Monsieur le président, les lois du Canada font en sorte que c'est à travers Investissement Canada que le gouvernement est saisi d'une proposition, lorsque c'est une société à majorité d'actionnaires étrangers qui se porte acquéreur. Je vous répète que le gouvernement, à travers Investissement Canada, n'a reçu aucune proposition au moment où on se parle, de sorte qu'il n'est pas en mesure de prendre une position devant une proposition non existante.

Le ministre voulait parler de la proposition d'Amoco Canada qui se porte acquéreur de Dome. En réponse à une question supplémentaire, le ministre a dit:

Monsieur le président, je tiens à répéter encore une fois que le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources n'est pas en mesure de formuler un jugement sur une proposition que nous n'avons pas reçue. Mais je peux assurer à l'honorable député que lorsque le gouvernement sera saisi d'une proposition, que ce soit d'Amoco, ou de n'importe quelle société

[Texte]

Government will take its responsibilities and ensure that Canadian interests are well represented and defended.

Now, Madam Chairman, it is not listed on any items of the estimates, but I want to know generally what this department considers as being knowledge of an agreement.

The Chairman: Mr. MacLellan, actually your question is not relevant to the estimates at all, and therefore Dr. Kroeger and his officials really are not obligated to answer that line of questioning. If further on down the road a specific committee meeting is to be held on that, we can discuss it later in camera.

Mr. MacLellan: Well, Madam Chairman, Dr. Kroeger, if you do not want to allow the question, there are a couple of points I would like to make. If you do not want to allow the questions, that is your prerogative, but what I am concerned about here is information I know the department has and they are saying they do not have, either through the Minister or through other sources.

Is there a Mr. Emmett here this morning? He reports to you.

Madam Chairman, evidently on April 24 there was a meeting between the Department of Energy, Mines and Resources, Amoco Canada, and Investment Canada, at which Amoco Canada's proposal to purchase Dome Petroleum was discussed.

I go into the House of Commons and I ask questions, and the Minister says there is no knowledge, that it has to come officially before Investment Canada. Madam Chairman, I know Investment Canada has the information. What do they need, a special program on the front lawn of Parliament Hill to say here is our proposal; will you consider it? They have the proposal! What is an official presentation? I mean, it is extremely frustrating.

The Chairman: Mr. MacLellan, the questions in regard to the Amoco proposal to take over Dome are not relevant to the estimates. Secondly, there is a lot of information in the proposals that is extremely confidential. What went on between Dome, Amoco, and the department I do not know, but I do know that today there is a lot of information that is not available because it is confidential. It is confidential to Amoco, Dome, some of the TransCanada Pipelines deal, some of the Imperial deal, and I even understand there is probably another deal on the table. So I would please ask you to—

Mr. MacLellan: Just on a point of order, Madam Chairman, it is not confidential. The public has the right to have this information. The courts in Alberta decided that Dome Petroleum has 12 days to give this information to the banks, and that information has been filed in

[Traduction]

avec laquelle Dome Petroleum sera intéressée à conclure un accord, ce gouvernement assumera ses responsabilités et s'assurera que les intérêts du Canada seront bien représentés et défendus.

Maintenant, madame la présidente, je sais que ce n'est pas une rubrique du budget des dépenses, mais je veux savoir de façon générale ce que le ministère entend par «avoir connaissance d'un accord».

La présidente: Monsieur MacLellan, votre question n'a rien à voir avec le budget des dépenses, et M. Kroeger et ses collaborateurs ne sont donc pas du tout tenus de vous répondre. Nous pourrions discuter plus tard à huis clos pour savoir si nous devons tenir une réunion du comité sur cette question-là.

M. MacLellan: Madame la présidente, monsieur Kroeger, si vous ne me permettez pas de poser la question, j'aimerais dire plusieurs choses. Vous avez le droit de juger la question irrecevable, mais ce qui m'intéresse là-dedans, c'est que le ministère détient des renseignements et que par la bouche du ministre ou d'autres porte-parole, il nie les avoir.

Y a-t-il dans la salle un M. Emmett? Il est sous vos ordres.

Madame la présidente, le 24 avril, il y a de toute évidence eu une réunion entre le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Amoco Canada et Investissement Canada, réunion au cours de laquelle il a été question de la proposition d'achat de Dome Petroleum par Amoco Canada.

J'arrive à la Chambre des communes, j'y pose des questions, et le ministre dit qu'il n'a aucun renseignement, qu'Investissement Canada n'a pas officiellement été informé de l'offre. Madame la présidente, je sais qu'Investissement Canada est informé. Qu'est-ce qu'ils veulent? Une manifestation devant le Parlement pour que l'on présente officiellement la proposition? Ils l'ont reçue, cette proposition! Qu'est-ce qu'une présentation officielle? C'est extrêmement frustrant.

La présidente: Monsieur MacLellan, les questions concernant la proposition de rachat de Dome par Amoco n'ont rien à voir avec le budget. Deuxièmement, ces propositions contiennent des renseignements très confidentiels. Je ne sais pas ce qui s'est discuté entre Dome, Amoco et le ministère, mais je sais que bien des renseignements ne peuvent être communiqués parce qu'ils sont confidentiels. Ce sont des renseignements confidentiels qui ont trait à Amoco, à Dome, à la proposition de TransCanada Pipelines, à la proposition d'Imperial, et je crois même savoir qu'il y en a une autre. Alors je vous demanderais. . .

M. MacLellan: Madame la présidente, j'en appelle au Règlement. Ce n'est pas confidentiel. Le public a le droit d'être informé. Les tribunaux de l'Alberta ont jugé que Dome Petroleum avait douze jours pour transmettre ses renseignements aux banques, et Amoco a déposé

[Text]

Washington by Amoco Corporation with the American Securities and Exchange Commission.

The Chairman: We will discuss that after, when we go in camera. I would appreciate you keeping your questions on the topic of the day, which is estimates.

Mr. MacLellan: Madam Chairman, I know for a fact that both Mr. Emmett and Pierre Perron, the associate deputy minister of Energy, Mines and Resources, have seen the agreement, and I know Mr. Emmett has a copy of the agreement.

The Chairman: I am not aware of that, and I wish we would get back to the questions of the day. If you do not have any, I will move over to Mr. Gagnon.

• 0920

Mr. MacLellan: Madam Chairman, perhaps you can help me determine exactly how you get this information. When the Minister says they do not have the information, the department is not allowed to answer the question. How is a Member of Parliament supposed to find out? How is a Member of Parliament supposed to get an answer?

The Chairman: We will discuss this when we go in camera, Mr. MacLellan. Do you have any questions in regard to the estimates?

Mr. MacLellan: No.

The Chairman: Would you like me to move on to Mr. Gagnon and then come back to you?

Mr. MacLellan: No. Madam Chairman, Investment Canada was present at a meeting on Sunday night with EMR officials.

The Chairman: But that is not relevant to the subject of the day, Mr. MacLellan.

Mr. Gagnon, do you have any questions?

Mr. Gagnon: I sure do. I would like to talk about the CEDIP program. Would you share with us how the department calculated the \$350 million as an estimate for an annual expenditure?

Mr. Lazar: My understanding, Mr. Gagnon, is we looked at the forecast of investment activity in the industry for the year in question, and a percentage of the exploration and development was taken as a percentage of the investment activity forecast. A sum was arrived at which was divided between companies expected to spend more than \$10 million in exploration and development in a year, and those expected to spend less. In other words, as you are aware, a very high proportion of the exploration and development activities expected to be conducted by companies would exceed the proposed \$10 million cap.

[Translation]

l'information auprès de la Commission américaine des valeurs mobilières à Washington.

La présidente: Nous en reparlerons plus tard, à huis clos. Je vous demanderais de vous en tenir à la question qui nous occupe aujourd'hui, c'est-à-dire au budget des dépenses.

M. MacLellan: Madame la présidente, je sais que MM. Emmett et Perron, sous-ministres associés d'Énergie, Mines et Ressources, ont vu l'accord, je sais que M. Emmett en a une copie.

La présidente: Je ne suis pas au courant, et je voudrais que vous vous en teniez au sujet qui nous occupe aujourd'hui. Si vous n'avez aucune question à ce propos, je vais donner la parole à M. Gagnon.

M. MacLellan: Madame la présidente, vous pourriez peut-être m'aider et me dire comment on doit faire pour obtenir ces renseignements. Lorsque le ministre dit qu'il ne dispose pas des renseignements voulus, les porte-parole du ministère ne sont pas autorisés à répondre à la question. Comment un député peut-il être mis au courant? Que doit faire un député pour obtenir une réponse?

La présidente: Monsieur MacLellan, nous discuterons de cela lorsque nous siégerons à huis clos. Avez-vous des questions à poser au sujet des prévisions budgétaires?

M. MacLellan: Non.

La présidente: Aimerez-vous que je donne maintenant la parole à M. Gagnon, et l'on pourra revenir à vous plus tard?

M. MacLellan: Non. Madame la présidente, des représentants d'Investissement Canada ont assisté à une réunion dimanche soir avec des hauts fonctionnaires du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

La présidente: Mais cela n'a rien à voir avec la question dont nous sommes saisis aujourd'hui, monsieur MacLellan.

Monsieur Gagnon, avez-vous des questions?

M. Gagnon: Certainement. J'aimerais parler un petit peu du Programme canadien d'encouragement à la prospection et au développement. Pourriez-vous nous expliquer comment le ministère en est arrivé à une prévision annuelle de 350 millions de dollars?

M. Lazar: D'après ce que j'ai compris, monsieur Gagnon, nous avons examiné les prévisions établies pour les activités d'investissement au sein de l'industrie pour l'année en question, et nous avons accordé à la prospection et au développement un pourcentage de l'activité d'investissement prévue. On en est arrivé à un montant qui a été divisé entre les sociétés dont on attendait qu'elles consacrent plus de 10 millions de dollars par an à la prospection et au développement, et les sociétés pour lesquelles il est prévu qu'elles dépensent moins d'argent à ce chapitre. En d'autres termes, comme

[Texte]

Mr. Gagnon: Do you feel fairly confident your \$350 million figure is going to be accurate, or have you fears it could be overshoot or undershot?

Mr. Lazar: It could be overshoot or undershot, Mr. Gagnon.

Mr. Gagnon: What upper or lower maximum could be in there? What I am saying is I hope we have not created another program like the scientific research tax credits. Can you assure us we have some safeguards so this program does not get away from us?

Mr. Lazar: If in fact the legislation which is proposed is along the lines of the document released to the industry last week, there will be the option for the Governor in Council to adjust the rates with some advance notice to the industry. That would certainly be one safeguard, and it is always open to Parliament to amend the bill if something should start to get away very quickly.

Mr. Gagnon: Would you explain your rules of associated companies for us?

Mr. Lazar: The proposal at the moment for discussion with the industry is for companies in the oil and gas business as of April 1. The rules will be based upon the Alberta royalty tax credit rules, which we understand have not been subject to abuse in the context of the Alberta royalty tax credit. Essentially, the rules provide that where one company owns more than 50% of a second company, whether there are companies involved or individuals involved, the two companies are required to share the \$10 million ceiling. If company A owns 30% of company B, then they have a separate \$10 million ceiling.

For companies newly entering the business for the first time after April 1, the 50% rules are proposed to be dropped to 10%. So the potential of abuse for companies entering the business for the first time is not great, we believe. Essentially, the rules are aiming at creating new activity and not new companies.

Mr. Gagnon: So one company cannot receive more than \$3.3 million. Is that correct?

Mr. Lazar: That is correct.

Mr. Gagnon: And one company then cannot go out, form a host of subsidiaries, and own more than 10% without getting benefit.

• 0925

Mr. Lazar: Correct.

Mr. Gagnon: So you have potential abuses stopped that way.

[Traduction]

vous le savez, une part très importante des activités de prospection et de développement que l'on s'attend à voir entreprise par les sociétés dépasserait le plafond proposé de 10 millions de dollars.

M. Gagnon: Ce chiffre de 350 millions de dollars est-il selon vous assez juste, ou bien craignez-vous qu'il ne soit pas atteint ou bien qu'il soit carrément dépassé?

M. Lazar: Monsieur Gagnon, il pourrait très bien ne pas être atteint ou être dépassé.

M. Gagnon: Quels seraient les seuils minimal et maximal? Tout ce que j'espère, c'est que nous n'avons pas créé un autre programme comme celui des crédits d'impôt pour la recherche scientifique. Pouvez-vous nous confirmer que les mécanismes nécessaires ont été bien mis en place pour que le programme ne puisse pas s'emballer ou nous échapper?

M. Lazar: Si le projet de loi correspond à ce qui est annoncé dans le document qui a été diffusé à l'industrie la semaine dernière, le gouverneur en conseil pourra toujours rajuster les tarifs en donnant un certain préavis à l'industrie. Ce serait là une garantie, et le Parlement pourrait bien sûr toujours modifier la loi si jamais les choses commençaient à aller trop vite.

M. Gagnon: Pourriez-vous nous expliquer quelles sont vos règles concernant les sociétés associées?

M. Lazar: Le projet sur lequel vont porter les discussions avec l'industrie vise les sociétés oeuvrant dans le secteur gazier et pétrolier à compter du 1^{er} avril. Les règles seront calquées sur celles régissant les crédits d'impôt albertains pour les redevances. D'après ce que nous avons compris, il n'y a pas eu d'abus en Alberta. En gros, en vertu des règles, lorsqu'une société possède plus de 50 p. 100 d'une deuxième société, qu'il s'agisse de compagnies ou de particuliers, les deux sociétés sont tenues de se partager le plafond de 10 millions de dollars. Si la société A possède 30 p. 100 de la société B, alors chaque société aura un plafond de 10 millions de dollars.

Pour les sociétés se lançant dans le secteur après le 1^{er} avril, le seuil des 50 p. 100 serait ramené à 10 p. 100. Selon nous, il n'y a pas de fortes chances que les sociétés se lançant dans le secteur pour la toute première fois commettent des abus. Au fond, les règles visent la création de nouvelles activités et non pas de nouvelles sociétés.

M. Gagnon: Une seule et même société ne peut pas recevoir plus de 3,3 millions de dollars, n'est-ce pas?

M. Lazar: C'est exact.

M. Gagnon: Et une société ne peut pas créer toute une série de filiales et posséder plus que 10 p. 100 sans qu'interviennent les avantages. C'est bien cela, n'est-ce pas?

M. Lazar: C'est exact.

M. Gagnon: C'est ainsi que vous bloquez les abus potentiels.

[Text]

Mr. Lazar: Correct.

Mr. Gagnon: And the money has to be expended before the grant is made?

Mr. Lazar: That is correct. The legislation provided the expenses must have been incurred. It is not a forecast of expenditures by the industry, but the actual expenditures by the industry that will be required for applications.

Mr. Gagnon: I take it, sir, that you think you have pretty well all of the bases covered, that we have not created another scientific research tax credit; its potential abuses have been thought about and road-blocks put on them.

Mr. Lazar: That is one of the reasons we will be out in Calgary later this week. We certainly want to get input from various associations.

I guess another distinction I would draw is that because this is an expenditure program rather than a program run off the income tax system, the capacity to acquire knowledge quickly of things going wrong is greater than it would be under a tax-driven system, where returns only come in a year or two years later. There are obviously advantages and disadvantages to both types of systems, but that is one of the advantages of an expenditure system, that you can acquire information more rapidly about abuses or potential abuses.

I would not claim that all conceivable abuses have been covered at the moment. We are certainly in consultation with the industry associations to get their assistance on this matter.

Mr. Gagnon: Have you been working with the ARTC people, formerly the Alberta royalty tax credit people, and some of these other people who have similar kinds of programs?

Mr. Lazar: We have been working with officials of the Alberta government. We have been in touch with the people who administer those provisions to get their input, and that process is on a continuing basis.

The Chairman: Just to carry on from Mr. Gagnon, are all these financial arrangements going to be completed in Calgary and there will not be documents coming down to Ottawa on a time lag in there?

Mr. Lazar: All of the payments will be made out of the Alberta offices.

The Chairman: I guess what I am after is some sort of a long delay. Hopefully there will not be a long delay, because when you get down to the small service companies, the water haulers, the welders, these people

[Translation]

M. Lazar: Oui.

M. Gagnon: L'argent doit être dépensé avant que l'intéressé ne puisse toucher la subvention, n'est-ce pas?

M. Lazar: C'est exact. En vertu de la loi, les dépenses doivent avoir été faites. Les demandes devront être accompagnées non pas des prévisions de dépenses, établies par l'industrie, mais bien du chiffre des dépenses véritablement faites.

M. Gagnon: Si j'ai bien compris, vous pensez qu'on a à peu près tout prévu et que l'on n'a pas créé un autre programme comme celui des crédits d'impôt pour la recherche scientifique. Vous avez déjà identifié les abus potentiels et vous avez instauré les mécanismes de blocage nécessaires.

M. Lazar: C'est là l'une des raisons pour lesquelles nous serons à Calgary la semaine prochaine. Nous aimerions connaître les points de vue d'un certain nombre d'associations.

Une autre distinction dont j'aimerais faire état est la suivante: étant donné qu'il s'agit d'un programme de dépenses plutôt que d'un programme axé sur le régime fiscal, il est beaucoup plus facile d'être rapidement mis au courant des choses qui ne vont pas, alors qu'avec les programmes axés sur le régime fiscal, il faut attendre plus longtemps, car les déclarations d'impôt ne vous parviennent parfois qu'un ou deux ans plus tard. Il y a évidemment des avantages et des inconvénients avec les deux genres de système, mais ce que je viens de vous expliquer est l'un des avantages du programme de dépenses. Comme je le disais, on peut dans ce genre de programme, obtenir plus rapidement des renseignements sur les abus ou les abus potentiels.

Je ne prétends pas que l'on ait prévu tous les abus concevables. Et c'est justement pourquoi nous consultons les associations de l'industrie pour qu'elles nous aident dans ce domaine.

M. Gagnon: Avez-vous travaillé avec les responsables du crédit d'impôt pour les redevances en Alberta et avec ceux de programmes semblables?

M. Lazar: Nous avons travaillé avec des hauts fonctionnaires du gouvernement albertain. Nous avons communiqué avec ceux qui administrent ces dispositions, et nous allons poursuivre cette consultation.

La présidente: Pour poursuivre dans la même veine que M. Gagnon, tous ces arrangements financiers seront-ils négociés à Calgary? Et n'y a-t-il pas des documents qui vont être acheminés à Ottawa avec un décalage?

M. Lazar: Tous les paiements seront versés à partir des bureaux d'Alberta.

La présidente: Ce que je me demande, c'est s'il y aura un long retard. J'espère que non, car pour ce qui est des petites entreprises prestataires de services, comme par exemple les transporteurs d'eau, les soudeurs, etc., il

[Texte]

seem to be not 30, 60, 90 days; we are now into the 120 to 150 days. This is our major problem.

Mr. Lazar: All applications will go into the Calgary offices. All files will be assessed in the Calgary office, and all payments will come out of the Alberta offices. It is conceivable that one case in a hundred or one in a thousand will have to be referred to Ottawa because there are some unusual complexities associated with it, but the normal case will be handled entirely within Alberta.

The Chairman: So there will be a person in that Calgary office with top authority to issue?

Mr. Lazar: That is correct, Madam Chairman.

The Chairman: Right. Thank you very much. Mr. Gagnon.

Mr. Gagnon: If I could turn the subject to the PIP program, there were press reports of abuses in the PIP program and one particular group of companies were being investigated. Can you tell us what the status is of those investigations?

Mr. Lazar: My understanding is that the police investigation is continuing. I cannot say anything more about it than that. I understand it is still in progress.

Mr. Gagnon: Do you have any time schedule when that aspect may be completed?

Mr. Lazar: I think that is in the hands of the RCMP. I have no information on that.

Mr. Gagnon: Thank you.

The Chairman: I wonder if perhaps Dr. Kroeger could give us some information in regard to the New Grade upgrader. When the department came before this committee on supplementary estimates in December 1986, there was a little bit of confusion regarding the loan for the New Grade upgrader. While there are no provisions to allocate further moneys for the 1987-88 estimates, could you enlighten us to what your total amount is and what direct grants have gone and what the future is?

Mr. George Anderson (Assistant Deputy Minister, Energy Policy, Programs and Conservation Sector, Department of Energy, Mines and Resources): I feel a little responsible for the confusion, Madam Chairman.

The Chairman: I did not mention your name.

Mr. Anderson: It was confusion; I can assure you there was no attempt to mislead the committee whatever. If you will recall, after I met with the committee I did write you and explain the use of the supplementary estimate, once we concluded the New Grade deal, to provide bridge financing during the period when we were looking for the

[Traduction]

semblerait que pour elles, ce ne soit pas 30, 60 ou 90 jours. On en est maintenant à 120 ou 150 jours. C'est là le gros problème.

M. Lazar: Toutes les demandes seront acheminées au bureau de Calgary. Tous les dossiers seront évalués au bureau de Calgary et tous les paiements seront effectués à partir des bureaux en Alberta. Il est tout à fait concevable qu'il faille qu'un dossier sur cent ou sur mille soit envoyé à Ottawa à cause de circonstances ou de problèmes peu habituels, mais toutes les demandes ordinaires seront entièrement instruites en Alberta.

La présidente: Il y aura donc au bureau de Calgary une personne autorisée à accorder ces subventions, n'est-ce pas?

M. Lazar: C'est exact, madame la présidente.

La présidente: Très bien. Merci beaucoup. Monsieur Gagnon.

M. Gagnon: J'aimerais maintenant discuter un peu du Programme d'encouragement du secteur pétrolier. La presse a fait état de certains abus dans le cadre de ce programme et il semblerait qu'un groupe de sociétés fasse l'objet d'une enquête. Pourriez-vous me dire où en est l'enquête?

M. Lazar: D'après ce que j'ai compris, l'enquête policière se poursuit. Je ne puis rien vous dire de plus. L'enquête est, si j'ai bien compris, toujours en cours.

M. Gagnon: Savez-vous quand ce travail sera terminé?

M. Lazar: Cela relève de la GRC. Je n'ai aucun renseignement là-dessus.

M. Gagnon: Merci.

La présidente: M. Kroeger pourrait-il nous fournir des renseignements au sujet du projet de la société *New Grade*? Lorsque des représentants du ministère ont comparu devant le comité, dans le cadre de notre examen des crédits supplémentaires en décembre 1986, il y a eu une certaine confusion quant aux prêts pour ce projet de la *New Grade*. Même s'il n'est pas prévu d'allouer des fonds supplémentaires pour 1987-1988, pourriez-vous nous donner le montant total, nous dire quelles subventions ont été accordées et ce qui est prévu pour l'avenir?

M. George Anderson (sous-ministre adjoint, Secteur de la politique, des programmes et des économies de l'énergie, Énergie, Mines et Ressources): Je me sens en partie responsable de la confusion, madame la présidente.

La présidente: Je n'ai pas prononcé votre nom.

M. Anderson: Il y a eu un peu de confusion, mais je tiens à vous dire que je n'avais aucunement eu l'intention d'induire le comité en erreur. Vous vous souviendrez qu'après avoir rencontré le comité, je vous ai écrit. Une fois conclue l'entente avec *New Grade*, je vous ai expliqué que les crédits supplémentaires devaient servir de crédits

[Text]

guaranteed loan to be put in place for the bankers. In fact, that is exactly what we have done.

• 0930

The Chairman: Could you tell us when the federal government is going to get a pay-back on the loan we are guaranteeing and when that particular upgrader is going to come onstream?

Mr. Anderson: Oh, yes.

The Chairman: Why did you purchase equipment from Japan prior to any documents being signed? I do not mean you in particular; I guess it would be the co-op people.

Mr. Anderson: I will take your last question first, Madam Chairman. There had been an understanding and there was a high level of confidence that we would conclude an agreement. The decision to purchase equipment was made by the New Grade Energy Inc. board. What the Government of Canada did was to provide a certain amount of money during the period we were meant to be negotiating the loan guarantee. At the certain stage when the negotiations had not concluded, we stopped payments of money.

The Chairman: Was this the \$11 million?

Mr. Anderson: We paid the initial of that, but then it was the supplementary amount we eventually used for bridge financing. Was the initial amount \$11 million, Ron?

Mr. Ron Erdmann (Director General, Financial and Market Analysis Branch, Department of Energy, Mines and Resources): It was about \$15 million, actually.

Mr. Anderson: Oh, it was \$15 million. No, the \$11 million was the bridge financing.

The Chairman: What was it in total, Mr. Anderson? Was it \$21 million in total?

Mr. Anderson: It was \$26 million. We provided \$15 million up to, I believe, July and then the payments stopped. Then when the agreement was concluded, we provided the remaining \$11 million for bridge financing.

The Chairman: The co-op has a \$50 million loan from the Toronto-Dominion Bank, does it not? Was this a portion of a guarantee on that?

Mr. Erdmann: If I might respond to that, Madam Chairman, the New Grade Energy project has a short-term line of credit that is jointly funded by the Toronto-Dominion Bank and the Co-op of Saskatchewan, credit unions of Saskatchewan. That interim line of credit is intended to provide bridge financing between about January 15 of this year, when the federal government's financing of the full \$26 million plus the financing from Saskatchewan is used up, and the time new loans will come into place that are currently being negotiated. We

[Translation]

provisoires en attendant que les banquiers consentent un prêt garanti. C'est d'ailleurs précisément cela que nous avons fait.

La présidente: Pouvez-vous nous dire quand le gouvernement fédéral va recouvrer le prêt qu'il garantit et quand cette usine de valorisation entrera en service?

M. Anderson: Oh oui.

La présidente: Pourquoi avez-vous acheté du matériel du Japon avant la signature de documents? Je ne veux pas dire vous en particulier, je parle de la coopérative.

M. Anderson: Je répondrai d'abord à votre première question, madame la présidente. Il était entendu et nous étions presque certains que nous allions conclure un accord. La décision d'acheter le matériel a été prise par le conseil d'administration de la *New Grade Energy Inc.* Le gouvernement du Canada a fourni une certaine somme au cours de la période où nous devons négocier la garantie de prêt. A une certaine étape des négociations, comme une entente n'avait pas été conclue, nous avons mis fin aux paiements.

La présidente: S'agissait-il des 11 millions de dollars?

M. Anderson: Nous avons payé cela au début, mais il y a eu ensuite la somme additionnelle que nous avons utilisée comme crédit provisoire. Le montant initial s'élevait-il à 11 millions de dollars, Ron?

M. Ron Erdmann (directeur général, Direction de l'analyse financière et du marché, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources): Ce montant s'élevait à environ 15 millions de dollars.

M. Anderson: Ah, il était de 15 millions de dollars. Non, la somme de 11 millions de dollars était le crédit provisoire.

La présidente: Quelle était la somme totale, monsieur Anderson? Était-ce 21 millions de dollars au total?

M. Anderson: 26 millions de dollars. Nous avons fourni 15 millions de dollars jusqu'en juillet, je crois, puis les paiements ont pris fin. Ensuite, lorsque l'accord a été conclu, nous avons fourni un crédit provisoire de 11 millions de dollars.

La présidente: La coopérative a emprunté 50 millions de dollars de la Banque Toronto-Dominion, n'est-ce pas? S'agissait-il d'une partie de la garantie là-dessus?

M. Erdmann: Si je peux répondre à cette question, madame la présidente, le projet de la *New Grade Energy* a une marge de crédit à court terme alimentée conjointement par la banque Toronto-Dominion et la Co-op de Saskatchewan, des coopératives de crédit de la Saskatchewan. Cette marge de crédit provisoire vise à fournir un crédit provisoire entre le 15 janvier de cette année, lorsque le crédit de 26 millions de dollars du gouvernement fédéral et le crédit de la Saskatchewan auront été épuisés, et le moment où les nouveaux prêts

[Texte]

expect that within the next month we should be able to draw on the full loans and loan guarantees that were approved by Parliament in the estimates last year. That is the maximum of the \$275 million on behalf of the federal government to which you have probably seen reference in those previous estimates.

The Chairman: Is our total funding then \$275 million?

Mr. Erdmann: That is right.

The Chairman: Will it be completed next month, Mr. Erdmann?

Mr. Erdmann: We are currently in the midst of negotiations with a banking group, and that is jointly among Saskatchewan, ourselves and New Grade Energy Inc. The draw down on those loans, which are split into two parts—I will not go into the details unless you wish—would cover the full lending requirement expected by New Grade Energy Inc. over the balance of the construction period right through into the start of operation in 1989 and 1990. The total loan authority is in the neighbourhood of \$600 million, which covers \$275 million from Canada and roughly \$325 million from Saskatchewan; those are the backstops to those particular loan-guarantee authorities.

The Chairman: There are actually the three partners; there is the federal, the provincial, and the co-op people.

Mr. Erdmann: That is right.

The Chairman: Is it one-third, one-third, one-third, or how is it divided?

• 0935

Mr. Erdmann: The federal government is providing backstopping of 35% of the total requirements for expenditures on the project via a loan guarantee, Saskatchewan is providing 45% backstopping via a loan guarantee, and the 20% balance is essentially equity, which is provided 15% from Saskatchewan and 5% from co-op.

The Chairman: Could I ask why these arrangements were not completed before? This proposal has been under way for quite some time.

Mr. Erdmann: Yes, it has. In fact it dates back to the summer of 1983. There were about two years of detailed technical and economic studies to see whether it was desirable to proceed with the whole project. But since that wound up in the fall of 1985, there have been very difficult and detailed negotiations on loan arrangements, and that is what has taken up the time.

The Chairman: I believe that last fall there was some fear that the whole project would collapse.

Mr. Anderson: Yes. There was a possibility that the negotiations would not be successfully concluded; and if they had not been, there would have been some remaining liabilities for the wind-up of the project. At that stage we

[Traduction]

qui sont actuellement négociés entreraient en vigueur. D'ici le mois prochain, nous devrions être en mesure d'avancer tous les prêts et les garanties de prêt qui ont été approuvées par le Parlement dans le budget de l'an dernier. Il s'agit du maximum de 275 millions de dollars provenant du gouvernement fédéral que vous avez sans doute vu dans les budgets précédents.

La présidente: Votre financement total s'élève donc à 275 millions de dollars?

M. Erdmann: C'est exact.

La présidente: Le tout sera-t-il conclu le mois prochain, monsieur Erdmann?

M. Erdmann: Nous négocions actuellement avec un groupe de banques, c'est-à-dire la Saskatchewan, nous-mêmes et la *New Grade Energy Inc.* L'avance sur ces prêts, qui sont divisés en deux parties—je n'entrerai pas dans les détails à moins que vous ne le vouliez—couvrirait tous les prêts dont la *New Grade Energy Inc.* a besoin pendant le reste de la période de construction jusqu'au début de la mise en exploitation en 1989 et 1990. Le total autorisé des prêts se situe aux environs de 600 millions de dollars, dont 275 millions de dollars du gouvernement fédéral et environ 325 millions de dollars du gouvernement de la Saskatchewan; ces derniers garantissent les prêts accordés par ces bailleurs de fonds.

La présidente: Il y a en fait trois partenaires: le gouvernement fédéral, le gouvernement provincial et la coopérative.

M. Erdmann: C'est exact.

La présidente: Chaque partie garantit-elle un tiers, comment les garanties sont-elles partagées?

M. Erdmann: Le gouvernement fédéral accorde une garantie de prêt pour 35 p. 100 des dépenses totales du projet, la Saskatchewan accorde une garantie de prêt de 45 p. 100 et le reste, soit 20 p. 100, est essentiellement une participation au capital à concurrence de 15 p. 100 par la Saskatchewan et de 5 p. 100 par la coopérative.

La présidente: Puis-je vous demander pourquoi ces ententes n'ont pas été conclues avant? Cette proposition est pendante depuis assez longtemps.

M. Erdmann: Oui. En fait, elle remonte à l'été 1983. Il y a eu environ deux années d'études techniques et économiques détaillées pour voir s'il était souhaitable de réaliser tout ce projet. Mais depuis l'automne 1985, lorsque ces études ont été terminées, il y a eu des négociations très difficiles et détaillées au sujet de ces prêts, et c'est ce qui a pris tout ce temps.

La présidente: Je crois que l'automne dernier, on craignait que tout le projet ne s'effondre.

M. Anderson: Oui. Il y avait la possibilité que les négociations n'aboutissent pas à une entente; si cela avait été le cas, il y aurait eu des sommes à régler pour la liquidation du projet. À cette étape, nous avons déjà mis

[Text]

had already stopped federal payments, and those contingent liabilities we estimated at about \$11 million. That is what gave rise to the confusion. The \$11 million was also the amount of the bridge financing.

The Chairman: What is the total liability of the federal government, the \$275 million?

Mr. Anderson: We have now provided a loan guarantee to the amount of \$275 million. We are in the process of putting that in place. Actually, there will be some risk-sharing with the banks. So that figure may come down slightly.

The Chairman: And pay-back, Mr. Anderson, is that after 1992?

Mr. Anderson: It is about 10 years from start-up of production.

The Chairman: And when might that be?

Mr. Erdmann: Late 1989, early 1990.

The Chairman: So we are looking almost at the year 2000.

Mr. Anderson: The price depends on the differentials. It is not as sensitive to price as some projects would be.

Mr. Gervais: Prior to the deregulation of the natural gas industry, was there not a fund in place to help gas utilities pay the freighted cost of gas-line extensions from low volume markets? Was it not called DSEP?

Mr. Kroeger: I believe there was such a fund. If you would like an account of it, Martha Musgrove, our director general of natural gas, can give you a picture of how it worked.

Mr. Gervais: I know it has disappeared and that is my problem. In small town Canada where we have natural gas, we find it extremely difficult now in low-volume markets to get these lines extended. The utilities say there is nothing available for us; and if we extend the gas lines, it takes too long to recoup. Was there not supposed to be a fund set up to buy the gas utilities to replace the DSEP?

Ms Martha Musgrove (Director General, Natural Gas Branch, Department of Energy, Mines and Resources): Yes, there was a fund. The official name of the fund was the Market Development Incentives Payments Fund, which was initiated in September 1981. The Government of Alberta provided revenue to extend natural gas markets, through either development of infrastructure or special marketing programs. However, in the Western Accord, March 28, 1985, it was agreed that all of the so-called MDIP payments would terminate by the spring of 1986.

[Translation]

fin aux paiements du gouvernement fédéral et nous avions évalué la dette éventuelle à environ 11 millions de dollars. C'est ce qui a créé cette confusion. Le crédit provisoire s'élevait également à 11 millions de dollars.

La présidente: Quelle est la dette totale du gouvernement fédéral, les 275 millions de dollars?

M. Anderson: Nous avons fourni une garantie de prêt de 275 millions de dollars. En fait, il y aura un certain partage du risque avec les banques. Ce chiffre pourrait donc diminuer légèrement.

La présidente: Monsieur Anderson, le projet sera-t-il rentable après 1992?

M. Anderson: Il le sera environ 10 ans après le début de la production.

La présidente: Quand prévoyez-vous que la production commencera?

M. Erdmann: Fin 1989, début 1990.

La présidente: Nous parlons donc presque de l'an 2000.

M. Anderson: Le prix dépend des différences. Ce projet n'est pas axé autant sur les prix que d'autres le seraient.

M. Gervais: Avant la déréglementation de l'industrie du gaz naturel, n'y avait-il pas un fonds pour aider les compagnies de gaz à payer le coût des prolongements des gazoducs à partir des marchés à faible volume? Ce fonds ne s'appelait-il pas le PERD?

M. Kroeger: En effet. Notre directrice générale du gaz naturel, Martha Musgrove, peut vous en donner un aperçu.

M. Gervais: Je sais qu'il n'existe plus et c'est ce qui me préoccupe. Dans les petites villes du Canada où nous avons le gaz naturel, nous trouvons qu'il est actuellement extrêmement difficile sur les marchés à faible volume de prolonger ces gazoducs. Les services publics disent qu'il n'y a rien pour nous; et si nous prolongeons les gazoducs, le délai d'amortissement sera trop long. Ne devait-il pas y avoir un fonds pour acheter les compagnies de gaz afin de remplacer le PERD?

Mme Martha Musgrove (directeur général, Direction du gaz naturel, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources): Oui, il y avait bien un fonds. Le nom officiel était le Fonds des paiements d'incitation à l'expansion des marchés du gaz, et il a été établi en septembre 1981. Le gouvernement de l'Alberta fournissait les revenus pour développer les marchés du gaz naturel, soit par le développement de l'infrastructure ou par des programmes spéciaux de mise en marché. Toutefois, dans l'accord de l'Ouest du 28 mars 1985, il a été convenu de mettre fin à tous les paiements au titre du PIEMG au plus tard au printemps de 1986.

[Texte]

[Traduction]

• 0940

There were six separate programs funded under MDIP. One of them was the distribution system expansion program, where support was provided to utilities to extend into markets that were not economic on their own. It was on the basis of oil displacement.

The deputy minister will be providing to the committee—I believe he has signed the letter off—brief descriptions of all the programs that were funded under the MDIP programs. I believe a request was made at the last meeting to discuss this. We have essentially one-page staff sheets, if you like, on the six programs that were funded by MDIP. But the distribution system expansion program has indeed terminated, and did so about a year ago.

The Chairman: Ms Musgrove, is it not correct that was paid by the producers and collected by the province?

Ms Musgrove: Yes, MDIP was funded from the Alberta Price Adjustment Fund, which was essentially the differential between—

The Chairman: The producers paid.

Ms Musgrove: —export prices and domestic prices for natural gas.

The Chairman: Sorry, Mr. Gervais. I just thought I would clarify that.

Mr. Gervais: Yes, it is a good point. With the signing of the Western Accord, was there not some talk coming about as a result of the accord whereby the producers were going to set up a fund of their own to replace a fund like DSEP, for example? I will tell you, if nothing is put in place, and if we depend on the utility companies to extend their lines into low-volume markets, which are very necessary to develop small industrial parks where at the outset there just is not enough revenue to generate the extension of the pipes, all these small developments will be stymied. I was of the opinion that the producers themselves would set up a fund to replace what I call the "DCEP fund". Is there nothing, to your knowledge, of that nature?

Ms Musgrove: To my knowledge there are no producer-funded funds to extend the infrastructure within the consuming provinces. Certainly with the advent of negotiated natural gas prices producers are competing very aggressively for new markets by way of a pricing mechanism, but not through an infrastructure extension. The formal evaluation of the distribution system expansion program, which is available to this committee, would tend to suggest that market expansion in those areas that were cost-effective in terms of oil displacement has in fact been carried out. Now, that is not to say there are not large areas in Canada that are not serviced by natural gas, but it does come down to a question of economics.

Mr. Gervais: I think the bulk of the problem is where we do have natural gas in small towns—gas is there—and

Six programmes distincts étaient financés en vertu du PIEMG. L'un d'entre eux était le Programme d'expansion des réseaux de distribution afin d'aider les services publics à desservir des marchés qui n'étaient pas rentables, dans le cadre du Programme de remplacement du pétrole.

Le sous-ministre fournira au comité—je crois qu'il a signé la lettre—de brèves descriptions de tous les programmes financés en vertu du PIEMG. Je crois qu'à la dernière séance, on avait demandé à en discuter. Nous avons une note explicative d'une page pour les six programmes financés par le PIEMG. Mais le Programme d'expansion des réseaux de distribution a effectivement pris fin il y a environ un an.

La présidente: Madame Musgrove, n'est-il pas exact que ces sommes avaient été payées par les producteurs et perçues par la province?

Mme Musgrove: Oui, le PIEMG était financé à partir de l'*Alberta Price Adjustment Fund*, qui était essentiellement la différence entre. . .

La présidente: Les producteurs ont payé.

Mme Musgrove: . . . les prix à l'exportation et les prix sur le marché canadien du gaz naturel.

La présidente: Excusez-moi, monsieur Gervais. Je voulais tout simplement une précision.

M. Gervais: Oui, vous avez raison. Lorsque l'Accord de l'Ouest a été signé, n'était-il pas prévu que les producteurs établiraient leur propre fonds pour remplacer le PERD, par exemple? Si un fonds n'est pas établi et si nous dépendons des compagnies de services publics pour prolonger leurs gazoducs jusqu'aux marchés à faible volume, ce qui est tout à fait nécessaire pour développer de petits parcs industriels qui au départ n'ont pas un rendement suffisant pour permettre de prolonger le gazoduc, tous ces petits développements seront dans une impasse. Je croyais que les producteurs eux-mêmes établiraient un fonds pour remplacer ce que j'appelle le fonds du PERD. A votre connaissance, a-t-on établi un fonds de ce genre?

Mme Musgrove: A ma connaissance, il n'existe aucun fonds financé par les producteurs afin de prolonger l'infrastructure dans les provinces consommatrices. Depuis l'avènement des prix négociés du gaz naturel, les producteurs se font une vive concurrence pour de nouveaux marchés sur le plan des prix, mais non pas en prolongeant l'infrastructure. Selon l'évaluation officielle du Programme d'expansion des réseaux de distribution, que le comité peut consulter, il semblerait que l'on ait effectivement atteint les marchés dans les régions qui étaient rentables pour ce qui est du remplacement du pétrole. Cela ne veut dire qu'il n'y a pas de grandes régions au Canada qui ne sont pas desservies par le gaz naturel, mais il s'agit d'une considération économique.

M. Gervais: Je crois que le gros du problème, c'est que nous avons du gaz naturel dans les petites villes et que

[Text]

the towns are serviced, but if we want to extend. . . and as I say, the extension would mean low volume at the outset, and the utility companies are now telling us there is no incentive for them, the pay-back would take years and it is not economically feasible for them to do that.

I would respectfully submit, Madam Chairman, that if there is nothing in place, we bring this to the attention of the Minister: that we are into big problems in small-town Canada in trying to extend our markets. Everybody has gone off oil because we have gas, yet we cannot extend gas because we cannot recoup. So we have a major problem. I think it should be noted. I do not know who should help in this instance, but I think some assistance, either by the gas utility companies or government. . . somewhere we should have funds to extend those lines in the initial low-volume markets.

The Chairman: It could be prorated throughout—

Mr. Gervais: Yes.

The Chairman: Yes. I would very much hate to see that producer get hung up again, Mr. Gervais. We will certainly take your concern under regard.

Mr. Minaker: Dr. Kroeger, I represent an area in Manitoba where electrical energy is the biggest commodity we have to produce or sell. I noticed that in part of your budget, under energy commodities, you have dropped expenditures by some 54% but maintain the person-years. Was that mostly because of lack of activity on the part of the department, or is it capital expenditures that have been cut back, or. . . ?

• 0945

Mr. Kroeger: There were a variety of programs that in fact were being phased out over the past couple of years. Ms Musgrove was just talking about one of them. There were many others that made up the whole complex of grants and other programs in connection with the National Energy Program. There are still some vestiges financed under the estimates, but they are being phased out. Those programs related essentially to things like the gas program Ms Musgrove referred to, rather than anything on the electrical side, but I think at least on the off-oil program there was a grants program for conversion to electricity as well.

Mr. Minaker: When I was part of the government in Manitoba, we were very actively pursuing a western power grid between Saskatchewan and Manitoba and Alberta. Has there been any discussion at all with your department from any of the provinces regarding the potential of such a facility being made available at some time in the future?

[Translation]

celles-ci villes sont desservies, mais si nous voulons prolonger. . . et comme je l'ai dit, il y aurait au départ un faible volume—et les compagnies de services publics nous disent maintenant que rien ne les incite à le faire, que le délai d'amortissement serait très long et qu'il n'est pas économiquement possible pour elles de le faire.

Je dirais donc, madame la présidente, que si aucune mesure n'est prise, nous devrions le porter à l'attention du ministre: nous aurons de gros problèmes dans les petites villes du Canada si nous voulons essayer d'étendre nos marchés. Tout le monde a renoncé au pétrole parce que nous avons du gaz, mais nous ne pouvons faire l'expansion des marchés du gaz parce que nous ne pouvons pas recouvrer les coûts. Nous avons donc un problème important. Je crois qu'il faut le souligner. Je ne sais pas qui devrait nous aider, mais je crois que les compagnies de gaz ou le gouvernement devraient établir des fonds afin de prolonger ces gazoducs sur les marchés dont le volume serait au début peu élevé.

La présidente: L'aide financière pourrait être établie au prorata. . .

M. Gervais: Oui.

La présidente: Oui. Je n'aimerais certainement pas que le producteur soit encore pénalisé, monsieur Gervais. Nous allons certainement tenir compte de votre préoccupation.

M. Minaker: Monsieur Kroeger, je représente une région du Manitoba où l'énergie électrique est le produit de base le plus important que nous produisons ou que nous vendions. J'ai remarqué que dans une partie de votre budget, sous la rubrique ressources énergétiques, vous avez réduit les dépenses d'environ 54 p. 100 tout en maintenant le nombre d'années-personnes. Est-ce surtout en raison du manque d'activité de la part du ministère, ou est-ce que les dépenses en immobilisations ont été réduites, ou. . . ?

M. Kroeger: Au cours des quelques dernières années, divers programmes ont été éliminés progressivement. M^{me} Musgrove parlait justement d'un de ces programmes. Il y en avait beaucoup d'autres qui composaient toute la série de subventions reliées au programme énergétique national. Il en reste encore quelques vestiges dans le budget, mais ils sont progressivement éliminés. Ces programmes étaient essentiellement liés à des choses comme le programme du gaz dont M^{me} Musgrove a parlé, plutôt qu'à l'électricité, mais dans le cadre du programme de remplacement du pétrole, je crois qu'il y avait au moins un programme de subvention pour la conversion à l'électricité.

M. Minaker: Lorsque je travaillais pour le gouvernement du Manitoba, nous voulions établir un réseau électrique entre la Saskatchewan, le Manitoba et l'Alberta. Votre ministère s'est-il entretenu avec l'une ou l'autre de ces provinces au sujet de la possibilité d'un tel réseau?

[Texte]

Mr. Kroeger: I am a relatively recent arrival in the department. I am not aware of any active discussions about power grids, either in western Canada or for example in Atlantic Canada.

Mr. Minaker: There has been no discussion whatsoever in recent years?

Mr. Kroeger: Not that I am aware of. It is the sort of subject that comes up periodically and that there is a continuing interest in, but I believe there have always been problems that proved in the end to be insurmountable.

Mr. Minaker: I think one of the problems to some degree would be the cost of transmission connections. In Manitoba there was a commitment by the federal government in the past to finance part of those transmission lines. That is why I raised the question of whether there had been any discussion with your department. I believe that then it was Atomic Energy that got involved to some degree in one of the transmission lines in Manitoba.

Has there been any discussion with the Department of External Affairs regarding the sale of electrical energy to the United States in the free trade talks? Has there been any discussion at all with your department on that subject-matter?

Mr. Kroeger: No. Energy has not been singled out for special treatment in the Canada-U.S. trade negotiations. There has been some consideration of whether it should, but there is no separate rubric for a discussion of energy. That being said, there is some concern about the coalition that has formed in the United States in opposition to imports of electricity from Canada. This is being taken fairly seriously, because these things have a way of mushrooming.

The electrical utilities in Canada, the provincial utilities, have had some meetings, some discussions among themselves about ways in which they might deal with this. Some efforts have been made to disseminate more information in the United States, by way of the embassy, but also, for example, by arranging for the minister responsible from Manitoba, Mr. Parasiuk, to speak at a major conference about this subject in Washington in mid-February. So activity is going on or is contemplated to deal with the potential threat of restrictions being placed on imports of electricity, but it has not been fed into the Canada-U.S. negotiations as such.

Mr. Minaker: In Manitoba it is very important to us, Dr. Kroeger. As you know, one of the projects that is under construction at present... the present government has indicated that they have potential sales of power that would be produced by the yet-to-be-completed power plant. Any restriction of the sale of power could adversely affect the power rates in Manitoba, so there is a prime concern that this should not happen.

[Traduction]

M. Kroeger: Mon arrivée au ministère est relativement récente. Autant que je sache, il n'y a pas eu de discussions actives à propos d'un réseau électrique dans l'Ouest canadien, ni par exemple dans la région de l'Atlantique.

M. Minaker: Il n'y a eu aucune discussion à ce sujet au cours de ces dernières années?

M. Kroeger: Pas que je sache. C'est le genre de sujet qui revient périodiquement et auquel on s'intéresse toujours, mais je crois qu'il y a toujours eu des problèmes qui se sont révélés insurmontables.

M. Minaker: Jusqu'à un certain point, l'un de ces problèmes serait le coût des raccordements. Au Manitoba, le gouvernement fédéral s'était engagé dans le passé à financer une partie de ces lignes de transmission. C'est pourquoi je vous ai demandé s'il y avait eu des discussions avec votre ministère. Je crois qu'à l'époque, c'est l'Énergie atomique du Canada qui avait participé dans une certaine mesure à l'une des lignes de transmission du Manitoba.

Votre ministère s'est-il entretenu avec le ministère des Affaires extérieures au sujet de la vente d'énergie électrique aux États-Unis dans le cadre des négociations sur le libre-échange? Votre ministère a-t-il eu des entretiens à ce sujet?

M. Kroeger: Non. L'énergie n'a pas été choisie pour recevoir un traitement spécial dans le cadre des négociations commerciales entre le Canada et les États-Unis. On a étudié la question, mais aucune discussion distincte n'est prévue pour l'énergie. Ceci dit, on s'inquiète au sujet de la coalition qui a été mise sur pied aux États-Unis pour s'opposer aux importations d'électricité du Canada. Nous prenons cette question au sérieux, car ce genre de choses peut facilement devenir un gros problème.

Au Canada, les compagnies d'électricité provinciales ont tenu des réunions pour discuter de quelle façon elles pourraient régler ce problème. Certains efforts ont été faits pour donner davantage de renseignements aux États-Unis, par l'intermédiaire de l'ambassade. En outre, le ministre manitobain responsable, M. Parasiuk, s'est rendu à Washington à la mi-février pour parler à l'occasion d'une conférence importante. Des mesures sont donc prises pour faire face à la menace de restrictions sur les importations d'électricité, mais il n'en a pas été question au cours des négociations canado-américaines.

M. Minaker: Cette question est très importante pour nous au Manitoba, monsieur Kroeger. Comme vous le savez, l'un des projets qui est actuellement en construction... le gouvernement actuel a dit qu'il pourrait vendre l'électricité qui serait produite par cette centrale qui n'est pas encore terminée. Toute restriction sur la vente d'électricité pourrait avoir des conséquences néfastes sur les tarifs d'électricité au Manitoba, alors il faut absolument veiller à ce que cela ne se produise pas.

[Text]

[Translation]

• 0950

Mr. Kroeger: Canada has at least one major asset: there are a large number of industries and people in the United States who benefit from cheap Canadian power who I think would mount a very effective domestic opposition in the United States to any serious measures to restrict imports of electricity. That should not be underestimated.

One of the problems we have had in some other areas—for example, natural gas and the decision recently by the Federal Energy Regulatory Commission—is that we do not have enough friends in the United States; there are not enough interests in the U.S. that would line up on our side. Whereas in electricity, the heavy importation of Canadian electricity into the northeast—for example, New York and New England—has a potentially rather strong counter to some of the pressure from the coal-producing states or from North Dakota.

Mr. Minaker: Thank you, Madam Chairman.

The Chairman: Mr. Gagnon.

Mr. Gagnon: I would like to return to the subject of the PIP grants. Last year, \$3 out of \$4 was composed of the PIP program, with an estimate of \$950 million. Dr. Kroeger, can you tell us how much of that \$950 million was taken up last year?

Mr. Lazar: The final number would be between \$940 million and \$950 million, based on our current estimates.

Mr. Gagnon: So you are pretty close to bang on. Can you tell us where the \$130 million this year is going—geographically how many wells, or seismic—and what sorts of operators are getting this money?

Mr. Lazar: Working from memory, I believe about 80% plus of that money will be east coast and the rest will be scattered elsewhere. It means essentially the north.

In terms of the number of wells, I do not have that number with me at the moment, but it is probably in the order of three, four, or five offshore wells. I can get back with more precise information if that would be helpful.

Mr. Gagnon: Is there any drilling on the offshore Beaufort under this program for this year?

Mr. Lazar: Not that I can recall, Mr. Gagnon.

Mr. Gagnon: Is there any program in the Mackenzie Delta on land between April 1 and the end of this year?

Mr. Lazar: I do not believe so.

Mr. Maurice Taschereau (Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources): Not PIP.

M. Kroeger: Le Canada a un gros atout qui joue en sa faveur. En effet, nous vendons beaucoup d'électricité à très bon prix à nos voisins du Sud. Je suis persuadé que nos clients, tant les particuliers que les entreprises, s'opposeraient vivement à toute mesure visant à limiter la quantité d'électricité importée. Il ne faudrait surtout pas sous-estimer l'importance de cette intervention.

Si la Commission fédérale de réglementation de l'énergie a rendu dernièrement une décision à notre détriment pour ce qui concerne le gaz naturel, c'est bien parce que nous n'avons pas suffisamment d'amis aux États-Unis prêts à se porter à notre défense dans les autres secteurs. Mais nous vendons tellement d'électricité aux États du Nord-Est, notamment à New York et à la Nouvelle-Angleterre, que je suis persuadé que nos clients seraient disposés à faire jouer leur influence pour contrer les pressions qu'exercent les États producteurs de charbon ou le Dakota-Nord.

M. Minaker: Merci, madame la présidente.

La présidente: Monsieur Gagnon.

M. Gagnon: Revenons maintenant à la question du PESP. L'année dernière, ce programme a octroyé 75 p. 100 du total des subventions. Monsieur Kroeger, quelle est la part des 950 millions de dollars affectés à ce programme qui a été octroyée sous forme de subventions l'année dernière?

M. Lazar: D'après le budget actuel, je pense qu'il doit s'agir d'environ 940 ou 950 millions de dollars.

M. Gagnon: Vous êtes donc arrivé assez juste. Pouvez-vous nous expliquer à quoi servaient les 130 millions de dollars cette année? Combien de puits seront forés et où? Combien d'installations sismologiques vont être financées? Et enfin, qui seront les bénéficiaires de ces fonds?

M. Lazar: Autant que je me souviens, un peu plus de 80 p. 100 de ce montant ira à la côte Est et le reste sera réparti entre divers bénéficiaires du Nord, surtout.

Je ne suis pas en mesure en ce moment de vous fournir des données précises sur les puits. Mais je crois me souvenir qu'il est question de 3, de 4 ou même de 5 plates-formes de forage. Je vous ferai parvenir ultérieurement des renseignements plus précis.

M. Gagnon: Votre programme prévoit-il des activités de forage dans la mer de Beaufort cette année?

M. Lazar: Je ne le pense pas, monsieur Gagnon.

M. Gagnon: Avez-vous l'intention d'exercer des activités sur les terres du delta du Mackenzie pendant l'exercice financier en cours?

M. Lazar: Je ne le pense pas.

M. Maurice Taschereau (administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources): Pas dans le cadre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier.

[Texte]

Mr. Lazar: No, I believe Mr. Gagnon's question relates to PIP financing.

Mr. Gagnon: So essentially what we are talking about is strictly east coast activity for this last gasp of PIP.

Mr. Taschereau: Possibly Panarctic.

Mr. Lazar: There is the possibility of one Panarctic well.

Mr. Gagnon: We had Texaco in front of us a while ago, and they were talking about the drilling on Georges Bank. They were very bullish about them. Those two wells, are they grandfathered under PIP?

Mr. Lazar: Not to the best of my recollection. They are not PIP-financed wells.

Mr. Gagnon: We had quite a discussion about whether the Bow Valley group should get more wells—PIP or not PIP. There was quite a heated discussion some time ago. Could you give us the current status? They wanted 10 wells PIPed and—

The Chairman: Was it four out of seven, Paul? I forget. I think that is what it was. Is that not it? All right, we will ask Mr. Lazar.

Mr. Lazar: There were numerous discussions with representatives of Husky and Bow Valley over the autumn and early winter. The result of that was an understanding reached between the department and that group. They agreed to drop a number of wells that were eligible for PIP. In return, the government undertook to amend the regulations so that certain other wells would become eligible for PIP during the last period of the PIP grandfathering period.

The arrangement reached was fiscally neutral, in a sense that the wells that were being dropped were judged to have a certain dollar cost to the federal government, and the wells substituted for them the same dollar cost.

Mr. Gagnon: How many wells were we talking about when all of the dust settled here, Mr. Lazar?

Mr. Lazar: In relation to the . . . ?

Mr. Gagnon: They wanted 10. Do you know how many the . . . ?

• 0955

Mr. Lazar: It is some time since I have looked at the numbers. I believe at the time they had four. I believe the wells that have been substituted for the wells that were grandfathered have the same dollar value. It is conceivable that this will add an additional well to the total, in the sense that some of the wells that were to be drilled were less expensive than the wells in the original program.

As of a certain date in early January, a number of wells remained to be drilled that were PIP-grandfathered. Our

[Traduction]

M. Lazar: Non. Enfin, si la question de M. Gagnon portait sur les subventions octroyées dans le cadre du PESP.

M. Gagnon: Ceci voudrait donc dire que les dernières activités subventionnées dans le cadre du PESP passablement à bout de souffle, se déroulent presque toutes sur la côte Est.

M. Taschereau: Sans oublier éventuellement Panarctic.

M. Lazar: Il serait question d'un puits pour Panarctic.

M. Gagnon: Nous avons rencontré il y a un certain temps déjà des représentants de Texaco qui nous ont parlé de forage à Georges Bank. Ils ont beaucoup insisté là-dessus. Ces deux puits jouissent-ils de droits acquis dans le cadre du PESP?

M. Lazar: Je ne le pense pas. Je ne crois pas qu'ils soient subventionnés par le PESP.

M. Gagnon: Nous avons eu un débat très animé sur la question de savoir si le groupe de Bow Valley devait ou non avoir plus de puits, avec ou sans le PESP. Où en est cette affaire? Ils voulaient se faire subventionner 10 puits par le PESP.

La présidente: De combien s'agissait-il, Paul? N'avait-il pas été question de quatre sur sept? C'est ce que je pense. Mais M. Lazar est sans doute mieux en mesure de nous fournir ce renseignement.

M. Lazar: Il y a eu plusieurs rencontres à l'automne et au début de l'hiver entre des représentants du ministère d'une part et de Husky et Bow Valley d'autre part. Aux termes de l'accord intervenu à la suite de ces rencontres, l'industrie a convenu de réduire le nombre de puits admissibles aux subventions dans le cadre du PESP. Mais en échange, le gouvernement s'est engagé à modifier le règlement de manière à rendre certains autres puits admissibles aux subventions pendant la période de protection finale du PESP.

Cet accord n'a aucune conséquence financière, les puits ainsi échangés étant considérés d'égale valeur.

M. Gagnon: Monsieur Lazar, combien de puits reste-t-il une fois toute la fumée dissipée?

M. Lazar: Par rapport à quoi, au juste?

M. Gagnon: Combien en ont-ils obtenu sur les 10 qu'ils demandaient?

M. Lazar: Cela fait bien longtemps que je n'ai pas consulté ces chiffres. Mais autant que je me souviens, ils en ont obtenu quatre et les puits échangés étaient d'égale valeur. Mais il se peut aussi qu'un nouveau puits s'ajoute au total. En effet, certains des puits devant être forés étaient de moindre valeur que ceux qui figuraient déjà au programme d'origine.

Au début de janvier, il restait encore à forer quelques puits jouissant des droits acquis du PESP. Nous avions

[Text]

forecast of expenditures for those wells was for x dollars. They did not want to drill all those wells. They wanted to drill alternative wells. The alternative wells have been made eligible for PIP up to the same x dollars.

Mr. Gagnon: But essentially, if I understand what you have told me, they wanted ten wells and they got five.

Mr. Lazar: I am not sure of the numbers at the moment, so I do not want to confirm that. I can get back to you on that.

Mr. Gagnon: Looking in the past history of this department, certainly the incentives, grants, and everything else have been a major contributor, and the expenditure of your department has gone down dramatically with the termination of these programs. I guess the only comment I would like to make is that I hope the health of the oil industry will allow us to get CEDIP off at an early age and get the last of the programs removed.

The Chairman: Dr. Kroeger, I understand this is the last fiscal year for the national conservation and alternate energy initiative—this three-year program of \$300 million. Is there anything to replace it?

Mr. Kroeger: This is the last fiscal year, and we have been doing some analysis in the department about successors or a continuation of this program. If the Cabinet's agenda permits, we expect to put that analysis and some options in front of Ministers before the summer break. We need a decision fairly early in the year, because there are considerable lead times to changes in these programs.

The Chairman: Well certainly the Minister has been advocating conservation alternative fuels quite a bit in the last six or eight months, actually since he took over this portfolio.

Mr. Kroeger: Indeed.

The Chairman: So you really do not have a specific program as of yet?

Mr. Kroeger: No. One of the major questions of course is how much money can be made available within a very tight fiscal situation.

The Chairman: I would like to switch to the IEA. I understand Minister Masse is chairing the meeting. Is it this month?

Mr. Kroeger: Yes. The meeting itself is on Monday in Paris, and there will be a dinner among the Ministers the night before.

The Chairman: In part III, page 3-43, the department states that it has "successfully participated in a major test of the IEA emergency sharing system in October and November of 1986". Could you tell me how the test was conducted and what you assessed?

Mr. Kroeger: I would like to ask David Oulton, our director general of oil, to describe that to the committee, Madam Chairman.

[Translation]

déjà prévu un certain montant pour les puits ainsi visés mais ils ont préféré en forer d'autres. Les sommes affectées à cette activité dans le cadre du PESD ont été transférées à ces nouveaux puits mais le total est demeuré le même.

M. Gagnon: Si j'ai bien compris, l'industrie a demandé 10 puits et n'en a obtenu que cinq.

M. Lazar: Je ne suis pas en mesure de vous confirmer le nombre exact de puits à l'heure actuelle. Je vous ferai transmettre ces renseignements ultérieurement.

M. Gagnon: Toutes ces mesures incitatives, ces subventions et contributions ont coûté très cher à votre ministère par le passé. La cessation de ces programmes a donc beaucoup réduit les dépenses de votre ministère. J'espère que la conjoncture dans le secteur du pétrole nous permettra d'instaurer incessamment notre PCEPD et de supprimer entièrement le PESD.

La présidente: Monsieur Kroeger, si j'ai bien compris, ce sera également la dernière année de l'INEER, un programme qui a duré trois ans et qui nous a coûté 300 millions de dollars. Avez-vous envisagé de le remplacer?

M. Kroeger: Nous avons envisagé diverses possibilités au ministère. Nous espérons qu'il sera possible de soumettre des solutions de rechange à la considération du Conseil des ministres avant l'ajournement. Il faut que les décisions soient prises le plus tôt possible car ces changements sont assez longs à mettre en oeuvre.

La présidente: Le ministre défend très bien, depuis qu'il a assumé ses fonctions il y a six ou huit mois, la cause de l'économie de l'énergie et des énergies de remplacement.

M. Kroeger: C'est un fait.

La présidente: Vous n'avez toujours pas de programme en vue?

M. Kroeger: Non. Il faut d'abord voir les fonds disponibles en cette période de très strictes compressions budgétaires.

La présidente: J'ai su que monsieur le ministre Masse devait présider une réunion de l'AIE. Est-ce bien ce mois-ci?

M. Kroeger: Oui. La réunion doit avoir lieu lundi à Paris, et les ministres doivent se rencontrer à un dîner la veille au soir.

La présidente: Vous dites, à la page 3-51 de la partie III: «Le ministère a participé à un essai du système de partage en cas d'urgence de l'Agence internationale de l'énergie, qui a eu lieu en octobre et novembre 1986». En quoi a consisté cet essai? Et qu'avez-vous évalué au juste?

M. Kroeger: Madame la présidente, je préfère demander à notre directeur général du pétrole, M. David Oulton, de répondre à cette question.

[Texte]

The Chairman: Before Mr. Oulton starts, I want to thank him very much for the statistics he sent to me and to the committee. It is very well done.

Mr. David Oulton (Director General, Oil Branch, Department of Energy, Mines and Resources): Madam Chairman, the tests that the IEA hold are a periodic occurrence, about every two years. The general purpose of the test is to try to see whether the overall functioning of the system works. Basically the way in which the test operates is to put together a scenario where oil supplies to IEA member countries are disrupted. The scenario is one that is developed by the secretariat of the IEA, and then to have an emergency group in each of the IEA member countries demonstrate how they would react to various measures that the IEA is proposing to deal with that scenario. Most of these measures involve sample reductions in consumption in member countries, drawing of stocks and reallocation of oil supplies between member countries so that there is fair sharing, as well as the use of their own internal computer systems to simulate this and to make the system work.

• 1000

I believe the focus of the last test was primarily on the use of their electronic data processing system so they could have timely communication of information between the various member countries, the emergency groups in those member countries and the secretariat of the organization.

The Chairman: So you are saying it is mainly a computer run.

Mr. Oulton: It is very much a simulation.

The Chairman: We had a witness from the United States, Dr. Schuler, who talked about swapping in the time of an emergency. I had the impression that when the real emergency crunch came, perhaps the U.S. would not be willing to swap up, say, into Nova Scotia, New Brunswick, or P.E.I. How mandatory is this sharing system?

Mr. Oulton: Madam Chairman, there is obviously a question, when it comes down to the crunch, whether any system that has been tested in theory only will work. Those are always fair questions. But the United States has been an ardent support of the IEA and has been an ardent supporter of the sharing system. Of course, many of the major oil companies that are key to operating a sharing system—it is the oil companies themselves who actually are going to be moving the oil—are of course headquartered in the U.S.

I think the assumption is that most of the plans are practical. They have tested them out. They have an industry consultative committee that operates within the IEA and that is made up of representatives from the major oil companies to make sure the measures they are

[Traduction]

La présidente: Avant que M. Oulton ne prenne la parole, je tiens à le remercier des statistiques qu'il nous a envoyés. Nous en avons beaucoup admiré la présentation.

M. David Oulton (directeur général, Direction de l'énergie, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources): Madame la présidente, l'AIE effectue des essais environ tous les deux ans dans le but de contrôler le fonctionnement du système. Voici ce qui se passe. Le secrétariat de l'AIE élabore un scénario qui décrit l'interruption des envois de pétrole aux pays membres de l'agence. Le groupe d'urgence de chacun des pays membres doit alors expliquer sa réaction aux diverses mesures que propose l'agence pour faire face à cette situation. Ces mesures vont de la simple réduction de la consommation dans les pays membres, à l'utilisation des réserves et la réaffectation plus juste des réserves disponibles entre les pays membres. Dans le cadre de cet essai, les membres de l'agence vont jusqu'à utiliser leurs propres ordinateurs pour contrôler le fonctionnement du système.

Si je me souviens bien, les essais l'année dernière ont surtout porté sur l'utilisation du système de traitement électronique des données pour mesurer l'efficacité des communications entre les divers pays membres, les groupes d'urgence de ces pays membres et le secrétariat de l'organisation.

La présidente: Il s'agissait donc surtout de contrôler l'usage des ordinateurs.

M. Oulton: Ce sont habituellement des scénarios très plausibles.

La présidente: Nous avons accueilli un témoin américain, M. Schuler, qui a parlé de l'opportunité des échanges en période d'urgence. Mais j'ai eu l'impression qu'en véritable période de crise, les Américains ne seraient peut-être pas tellement disposés à partager leurs réserves avec la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick ou l'île-du-Prince-Édouard. Les dispositions sur le partage sont-elles exécutoires?

M. Oulton: Madame la présidente, il est bien normal de se demander si un système qui n'a fonctionné qu'en théorie va fonctionner aussi bien dans la pratique. C'est tout à fait normal de se poser ce genre de question. Mais les Américains ont toujours bien appuyé l'AIE et le programme de partage. Il convient cependant de signaler que la majorité des grosses compagnies de pétrole ont leur siège social aux États-Unis. En dernière analyse, ce seront ces sociétés qui se chargeront du transport du pétrole.

Ces programmes sont assez pratiques pour la plupart. Ils ont été mis à l'essai et semblent bien fonctionner. L'AIE compte un comité consultatif de l'industrie, composé de représentants des principales sociétés pétrolières. Son rôle est de veiller à ce que les mesures proposées en cas

[Text]

proposing are practical. Of course, you cannot gauge the political will of the time to actually go along with it.

I might add that in situations where there have been reductions in world oil supply, in 1973-74 and 1978-79, where the situation was not severe enough to trigger the IEA mechanism, there nevertheless was, on a practical basis, swapping between companies and in essence between countries. Canada and the U.S. in effect did so, and there was a mechanism that was participated in by the government because we had export licensing at the time to facilitate it.

The purpose of this mechanism was to allow for a redistribution of oil to meet the change in supplies to both Canada and the U.S. So there have been cases—perhaps not in full-blown crises, but in smaller-level crises—where swapping has worked from a practical point of view.

The Chairman: Could you tell me what the NATO Petroleum Planning Committee is and what role Canada plays in it?

Mr. Oulton: I am not the authority on this; it goes a little bit beyond my ken. It is a planning committee in a sense, similar to that in the IEA, but it looks mainly at military types of crises. It does some of the same things the IEA does in the sense that it tries to put forward situations and scenarios. The obvious difference is that it looks at military circumstances where oil or energy supplies—not only oil in this case, but also other energy in a larger sense—are disrupted in various NATO member countries, at how those disruptions would be dealt with, and what sort of effective co-operation there would be between NATO members to work it.

In a sense it is very similar to the IEA, but with obviously a military backdrop rather than say a political crisis or an oil industry emergency.

The Chairman: How does Canada approach some sort of a military supply of energy?

Mr. Oulton: I do not have a great deal of profound knowledge in this area. As most countries have, we have our own military stockpiles. I do not know the depth of these but there are some. DND has its own stockpiles that are necessary to fuel ships and other things.

I would expect from a practical point of view, if you are in a full-blown crisis resulting in a disruption of say oil, which is the commonly traded supply—it is the most likely substance that would be disrupted in a military situation—then the kind of sharing that Canada would be involved in might be very similar to the kind of sharing that the IEA is set up to handle. In other words, we would be talking about a reallocation of oil between member countries and the IEA, except that you are doing it within the limitation of military constraints.

• 1005

The Chairman: Perhaps I could switch to Dr. Taschereau and ask him something about the frontier oil

[Translation]

d'urgence soient suffisamment pratiques. Il est impossible cependant de prédire quelle sera la volonté politique pour ce qui est d'appliquer ce programme le cas échéant.

Mais en 1973-1974 et encore une fois en 1978-1979, lorsque nous avons connu une réduction de l'offre mondiale en pétrole, il y a eu des échanges entre les diverses sociétés et même entre certains pays, même si la crise n'était pas assez grave pour déclencher le mécanisme de l'AIE. Si le Canada et les États-Unis ont pu se partager leurs réserves, c'est bien parce qu'il existait les dispositions nécessaires en matière d'exportation.

Ce mécanisme avait surtout pour but de permettre la redistribution du pétrole de manière à répondre aux besoins changeants au Canada comme aux États-Unis. Il y a donc déjà eu des échanges, même si nous n'avons pas encore connu de grandes crises.

La présidente: Pouvez-vous m'expliquer en quoi consiste le Comité de planification du pétrole de l'OTAN et me décrire le rôle du Canada à l'intérieur de ce comité?

M. Oulton: Je suis loin d'être expert en la matière. Mais que je sache, c'est un comité de planification qui ressemble un peu à l'AIE mais qui s'intéresse surtout au plus aux crises militaires. Il fonctionne de la même manière que l'AIE en ce sens qu'il élabore des programmes et scénarios. Il étudie les problèmes d'approvisionnement en pétrole et autres formes d'énergie dans un contexte militaire dans les pays membres de l'OTAN. Il cherche des moyens de faire face à ce genre de problèmes et étudie la manière dont les pays membres de l'OTAN pourraient collaborer pour trouver une solution.

Ce comité ressemble donc beaucoup à l'AIE, la différence étant qu'il se penche sur les crises d'ordre militaire plutôt que politique ou pétrolier.

La présidente: Et quelle est l'approche du Canada?

M. Oulton: Je suis loin d'être expert en la matière. Nous avons, comme beaucoup d'autres pays d'ailleurs, nos propres réserves militaires. Je n'en connais pas l'étendue. Je sais cependant que le ministère de la Défense nationale a ses propres réserves pour approvisionner ses navires et autres appareils.

Je pense qu'en période de grande crise militaire, ce sont les approvisionnements en pétrole qui souffriraient le plus, vu qu'il s'agit de la denrée la plus commune. À mon avis, le Canada participerait à un programme d'échange semblable à celui de l'AIE dans ce genre de situation. Nous participerions alors à une réaffectation des ressources pétrolières entre les pays membres et l'AIE, mais dans un contexte militaire.

La présidente: Je vais maintenant demander à M. Taschereau de m'expliquer pourquoi les coûts relatifs à

[Texte]

and gas lands. Why has the policy function more than doubled in cost when the allocated person-years are staying at about 11? That is remaining constant.

Mr. Taschereau: I guess COGLA is a financial centre in a sense. We have actually reduced PYs, I guess is the term, from a budgeted 250 to about 175 now, which reflects the Atlantic Accord and the downturn in the economy. At the same time, though, in the policy area we get tasked with the financing of the Newfoundland board. For instance, from a federal perspective, that board is now a \$5 million board as compared with, when we were just running our little office there, about \$1 million. The feds pick up half of that, which is \$2.5 million.

Where else do we put it? We put it in the policy function because really it is not something we are doing. We are just a funnel for that money that comes out of Energy, Mines and Resources to support the Newfoundland board. So it is that kind of thing, Madam Chairman. It is not really. . . we do not have more policy people working on it. It is just a place to put the money that, say, goes to the Newfoundland board in that instance.

The Chairman: Thank you. Mr. Minaker.

Mr. Minaker: Dr. Kroeger, the Whiteshell research facility is located in Manitoba and doing research work on the possibility of certain types of strata being capable of storing nuclear waste. There is a fair amount of concern that there is a plot out there that possibly at some future time this will become a site for storage of nuclear waste. I would personally be opposed to that and I think all of Manitoba would. I believe that any nuclear waste that is created from a reactor, the location that benefits from the use of that power should be responsible to store that waste in that province. What I would like to ask is what is the present policy of the department in regard to where nuclear waste is stored and how it is stored? Or is it the Department of the Environment that controls that policy?

Mr. Kroeger: Madam Chairman, just before I ask Bob Morrison to answer the question, I wonder if I could confess to a touch of embarrassment. I have always thought my degree from the University of Alberta was worth a Ph.D. from anywhere else, but I do not actually have one.

The Chairman: Today we will give you one.

Mr. Kroeger: I feel I am travelling under false colours. That being said, Bob Morrison, who is director general of our Uranium and Nuclear Energy Branch, is a genuine Ph.D., and I am going to ask him to answer.

Mr. Robert Morrison (Director General, Uranium and Nuclear Energy Branch, Department of Energy, Mines and Resources): Actually, I am not a genuine one either. I have a *doctorat* from a French university, which I do not think is quite the equivalent.

Some hon. members: Oh, oh!

The Chairman: We could go on all day.

An hon. member: But you are not a quack.

[Traduction]

l'administration du pétrole et du gaz des terres domaniales ont plus que doublé, alors que le nombre d'années-personnes est demeuré constant à 11?

M. Taschereau: L'administration est une sorte de centre financier. Dans la réalité, nous avons réduit le nombre d'années-personnes. Nous sommes en effet passé des 250 prévues à environ 175. Ce changement est attribuable à l'Accord de l'Atlantique et à la conjoncture économique. Mais nous octroyons 2,5 millions de dollars à l'Office de Terre-Neuve pour couvrir la moitié de ses coûts qui s'élèvent donc à cinq millions de dollars. C'est assez impressionnant quand on pense que notre petit bureau à nous ici ne nous coûtait qu'un million de dollars.

Nous ne savions pas trop où mettre cette activité et c'est la raison pour laquelle nous avons décidé de l'inscrire à «Politique». Nous servons en fait d'intermédiaire pour transférer ces fonds à l'Office de Terre-Neuve. Cette activité n'exige aucune année-personne supplémentaire, madame la présidente. C'est une façon d'effectuer un transfert.

La présidente: Je vous remercie. Monsieur Minaker.

M. Minaker: Docteur Kroeger, les installations de recherche de Whiteshell au Manitoba étudient la possibilité de stocker des déchets nucléaires dans certaines couches du sol. La rumeur veut qu'il s'agisse d'un complot et que cet endroit finisse par servir vraiment au stockage des déchets nucléaires. Je ne suis pas le seul au Manitoba à m'opposer à cette éventualité. Les provinces qui utilisent des réacteurs nucléaires devraient être tenues de stocker leurs déchets nucléaires sur leur propre territoire. Quelle est la politique du ministère pour ce qui concerne le stockage des déchets nucléaires? Cette politique relève-t-elle plutôt du ministère de l'Environnement?

M. Kroeger: Madame la présidente, je vais commencer par vous faire un petit aveu avant de donner la parole à Bob Morrison. J'ai toujours pensé que mon diplôme de l'Université de l'Alberta valait n'importe quel doctorat de n'importe quelle autre université. Mais je ne détiens pas de doctorat.

La présidente: Alors nous allons vous en donner un aujourd'hui.

M. Kroeger: Je ne voudrais pas usurper. Cela dit, Bob Morrison, directeur général de notre Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire qui, lui, détient un véritable doctorat, va répondre à votre question.

M. Robert Morrison (directeur général, Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources): Je détiens un doctorat d'une université française et je ne pense pas qu'il y ait d'équivalent ici.

Des voix: Oh, oh!

La présidente: Cela pourrait durer toute la journée!

Une voix: Mais vous n'êtes pas un charlatan.

[Text]

Mr. Morrison: Just call me Bob.

The department's policy on the storing of nuclear fuel waste is that this fuel waste—or irradiated fuel, as we prefer to call it—is the property of the utilities that generate it: Ontario Hydro, New Brunswick Power, Hydro-Québec; it is theirs. That irradiated fuel, once it is removed from the reactor, is in safe storage in underwater pools at the reactor sites, that you can visit and examine. It can remain in safe storage in these pools at the reactor sites for 30, 40, 50 years or even more. What we have right now is a policy of fairly long-term storage at reactor sites.

What AECL is doing in Manitoba and elsewhere, is the research required to establish that when we want to dispose of that fuel permanently, many decades from now, we will have a method that is recognized as safe. So we are not in any way looking for disposal sites at this time and we do not intend to for some years. What we are trying to do is establish to the satisfaction of the public and the governments concerned that there is a safe method of disposal available to us when we need it.

• 1010

Mr. Minaker: Dr. Morrison, what you are saying is that any nuclear waste that is now created by a reactor stays in the general vicinity of the reactor itself—is that correct?

Mr. Morrison: That is correct, and that is likely to be the case for several decades.

Mr. Minaker: Are there any places where that is not in fact happening, or is that true in all cases?

Mr. Morrison: True in all cases in Canada, to my knowledge. Other countries have a different reactor system and have thought they might move toward recycling of the fissile material in the spent fuel. So some countries did not prepare for long-term storage, and now that it looks more economic to store it for the long term some of these countries are actively looking for more storage sites around the reactor, storage facilities that were not foreseen. That is not our situation.

Mr. Minaker: What kind of volume of waste is now being stored in all of Canada? I am sure you have a figure for that at the present time.

Mr. Morrison: Yes. It is a few thousand tonnes. It is actually a very small volume.

Mr. Minaker: How many tonnes of waste would be generated every year at the present rate that we have with our nuclear energy?

Mr. Morrison: At present it would be about 1,500 tonnes a year. It is an amount that would fit comfortably in a pool much smaller than this room.

Mr. Minaker: So in terms of space—of volume, not weight—then you feel there is the capability to store this present growth of waste for how many years before we have to look at some other method, recognizing that you

[Translation]

M. Morrison: Appelez-moi Bob.

D'abord une petite précision: nous préférons utiliser l'expression déchets irradiés plutôt que déchets nucléaires. Selon nous, la compagnie de services publics, Hydro Ontario, New Brunswick Power, Hydro-Québec, qui produit des déchets irradiés est responsable de leur stockage. Le combustible irradié, une fois sorti du réacteur, est stocké dans des bacs immergés, à l'emplacement même du réacteur. On peut visiter et bien examiner ces bacs de stockage. Les déchets peuvent ainsi être conservés en toute sécurité, de 30 à 50 ans, ou même plus. Nous appliquons à l'heure actuelle une politique de stockage à assez long terme à l'emplacement même du réacteur.

L'EACL effectue au Manitoba et ailleurs des recherches sur le stockage permanent de ces déchets. Nous espérons d'ici quelques décennies avoir un moyen sécuritaire de stocker les déchets irradiés. Nous ne cherchons donc pas à l'heure actuelle d'emplacements de stockage et n'avons pas l'intention d'en chercher pendant les quelques prochaines années. Nous essayons tout simplement de trouver une méthode de stockage sécuritaire, à la satisfaction du public et des gouvernements intéressés.

M. Minaker: Monsieur Morrison, vous voulez dire que tout déchet produit à l'heure actuelle par un réacteur nucléaire reste dans les environs du réacteur lui-même?

M. Morrison: C'est exact, et il en sera ainsi pendant des décennies encore.

M. Minaker: Y a-t-il des exceptions ou est-ce le cas partout?

M. Morrison: Pour autant que je sache, c'est le cas partout au Canada. D'autres pays utilisent des filières nucléaires différentes et pensent pouvoir recycler les matières fissiles du combustibles irradié. Certains pays ne se sont donc pas préparés à un stockage à long terme. Toutefois, maintenant qu'il semble plus économique de stocker ces déchets, certains de ces pays cherchent à trouver des emplacements de stockage autour du réacteur. Ce n'est pas notre cas.

M. Minaker: Quelle quantité de déchets est-on en train de stocker dans l'ensemble du Canada? Je suis sûr que vous avez un chiffre là-dessus.

M. Morrison: Oui. Quelques milliers de tonnes. En fait, c'est un volume minime.

M. Minaker: Combien de tonnes de déchets seront produites chaque année si le rythme actuel se maintient?

M. Morrison: Environ 1,500 tonnes par année. On pourrait facilement loger cette quantité dans un réservoir beaucoup plus petit que cette salle.

M. Minaker: Donc pour ce qui est du volume, et non pas du poids, pendant combien d'années encore pouvons-nous stocker les déchets au rythme de croissance actuelle, sans avoir à chercher une autre méthode. Il ne faut pas

[Texte]

had said 30 to 40 years that a container can hold the waste without deteriorating?

Mr. Morrison: Yes, without any problem. I would say we could go on storing the waste in that way pretty much indefinitely. In terms of the new waste being produced, I think every few decades Ontario Hydro will have to look at whether it wants to build another pool or not. It is that kind of decision; it is whether we should add one storage pool or look for disposal.

Mr. Minaker: Is the technical knowledge now in existence that would... if after 30 years if Ontario Hydro felt they had to recontainerize the waste, can that be an approach taken? Is that practical?

Mr. Morrison: Yes, I think so. We do not know how long the actual storage as currently practised could go on, but we think it is at least 50 and probably longer. So we would not probably even need to recontainerize it.

Mr. Minaker: Thank you very much, Madam Chairman.

The Chairman: Mr. MacLellan.

Mr. MacLellan: I have just a point of order on something. We had an in camera meeting last Tuesday. I hesitate to bring this out, but it relates to something the chairman has said. We agreed to call two witnesses before this committee.

The Chairman: We agreed to consult.

Mr. MacLellan: No, we agreed to bring two witnesses before this committee, and if they did not come voluntarily, which we hoped they would, then we would issue subpoenas.

The Chairman: Mr. MacLellan, we will discuss that at 10.30—

Mr. MacLellan: No, no, because the chairman is reported to have said that we did not agree to call these two witnesses.

The Chairman: No, I did not; I said I was told to consult. I will go into that at 10.30.

Mr. MacLellan: Madam Chairman, what is going on? There is a great cover-up going on here, and I do not want this committee to be part of it. I am serious; I am very serious.

The Chairman: I am too, but we do have—

Mr. MacLellan: The thing is, if you are going to have in camera meetings then what is agreed on at the in camera meetings has to be followed through. There is no translation, there is no transcript, and it is purely on good faith that the in camera meetings are held.

The Chairman: That is true.

Mr. MacLellan: Now if there are going to be in camera meetings, Madam Chairman, there has to be a follow-up and there has to be a consensus.

[Traduction]

oublier non plus que vous avez dit qu'un conteneur pouvait retenir des déchets pendant 30 à 40 ans avant de se détériorer.

M. Morrison: Oui, sans difficulté. Je dirais que nous pourrions continuer de stocker les déchets de cette façon indéfiniment. Pour ce qui est des nouveaux déchets produits, toutes les décennies environ, Hydro Ontario devra décider si elle souhaite construire un autre réservoir ou non. C'est le genre de décision qu'il faudra prendre.

M. Minaker: Si après 30 ans, Hydro Ontario estime qu'elle doit changer les déchets de conteneur, est-ce possible? Peut-on l'envisager?

M. Morrison: Je crois que oui. Nous ignorons pendant combien de temps le stockage effectué à l'heure actuelle pourrait se poursuivre, mais nous pensons que c'est au moins 50 ans ou plus. Il ne serait probablement même pas nécessaire de changer de conteneur.

M. Minaker: Merci beaucoup, madame la présidente.

La présidente: Monsieur MacLellan.

M. MacLellan: J'aurais un rappel au règlement. Nous avons eu une réunion à huis clos mardi dernier. J'hésite à soulever cette question, mais elle se rapporte à des propos de la présidente. Nous avons convenu de convoquer deux témoins devant le comité.

La présidente: Nous avons convenu de procéder aux consultations.

M. MacLellan: Non, nous avons convenu de convoquer deux témoins devant le comité, et en cas de refus de leur part, nous leur enverrions des citations à comparaître.

La présidente: Monsieur MacLellan, nous en discuterons à 10 h 30. . .

M. MacLellan: Non, parce qu'on a dit que la présidente a déclaré que nous n'avions pas convenu de convoquer ces deux témoins.

La présidente: Non, ce n'est pas le cas. J'ai dit qu'on m'avait dit de procéder aux consultations. J'y reviendrai à 10 h 30.

M. MacLellan: Madame la présidente, qu'est-ce qui se passe? On essaie de cacher des choses, et je ne veux pas que le comité puisse en être blâmé. Je suis très sérieux.

La présidente: Moi aussi, mais nous avons. . .

M. MacLellan: Si l'on prend une décision lors d'une réunion à huis clos, cette décision doit être respectée. Il n'y a pas d'interprétation ni de transcription lors de ces réunions et tous les participants doivent être de bonne foi.

La présidente: C'est exact.

M. MacLellan: Par conséquent, si l'on tient des réunions à huis clos, madame la présidente, il faut y donner suite.

[Text]

The Chairman: There has been, Mr. MacLellan; it will be discussed at 10.30.

Mr. MacLellan: I do not want that discrepancy to continue—

The Chairman: Not at all.

Mr. MacLellan: —because I think that is wrong.

I just have a few questions for the witnesses. I understand this question was discussed, and that was the upgrader in Regina. When we talked about the supplementary estimates we were discussing the possibility, and subsequently this committee turned down the additional \$11 million because it was considered to be more or less a contingency fund should the project not go ahead. However, through some unforeseen situation, I understand that change was not able to be tabled. The estimates went ahead as originally presented to the committee.

• 1015

That contingency fund still exists. I may be at risk of being repetitious. I was wondering if the deputy minister could tell us exactly what the situation is since the last installment.

Mr. Anderson: We touched on this while you were out of the room, Mr. MacLennan. Briefly, when we were here the last time, we were in the advanced stages of negotiation on the project. The negotiations had gone on much longer than we had anticipated. We had reached the point where the federal government, in July of 1986, said it would pay no more. At the same time, we remained optimistic we would successfully conclude an agreement. There was a large element of agreement already. Negotiations were continuing.

We had done some calculations of our contingent liability if the thing was cancelled. We came up with a figure of \$11 million. That is what led to some of the confusion when I came to see you. That was a possible use of the money, but equally likely—in fact, more likely—was the need for bridge financing if we concluded the agreement. Saskatchewan was carrying the financing of the project during the period from January through the autumn, when we were not putting any money into it.

Clearly, once we had signed an agreement which was satisfactory to all parties, they would expect us to come back in until such time as the guaranteed loan arrangements were put in place with the banks. In fact, that is exactly what has happened. We have concluded the agreement. We are in the process of completing the guaranteed loan arrangements and we have used that money, that authority, to maintain bridge financing. The money will be repaid to us from the guaranteed loans which we have put in place.

Mr. Erdmann may want to elaborate on what I said, but I think that captures the essence.

Mr. Erdmann: I think that covers it. In fact, we would expect to get the full \$26 million repaid when the

[Translation]

La présidente: On y a donné suite, monsieur MacLellan; on en discutera à 10 h 30.

M. MacLellan: Je ne veux qu'il y ait des contradictions de ce genre. . .

La présidente: Pas du tout.

M. MacLellan: . . . parce que c'est inacceptable.

J'ai seulement quelques questions à poser aux témoins. Je sais qu'on a déjà discuté de la question, de l'usine de valorisation à Regina. Au moment de l'examen du budget supplémentaire, le comité avait discuté de la possibilité d'accorder un montant de 11 millions supplémentaires et avait finalement refusé parce qu'il s'agissait plus ou moins d'un fonds pour éventualité si jamais le projet n'était pas réalisé. Ce changement n'a pu être déposé toutefois à cause de certains imprévus. Le budget a été adopté tel qu'il avait été soumis à l'origine au comité.

Ce fonds pour éventualité existe toujours. Je risque de répéter ce qui a déjà été dit. Le sous-ministre pourrait-il nous dire exactement ce qu'il en est depuis le dernier versement?

M. Anderson: Nous en avons parlé pendant votre absence, monsieur MacLennan. Brièvement, lors de notre dernière comparution, nous en étions aux dernières étapes de négociations relatives au projet. Les négociations avaient duré beaucoup plus longtemps que prévu. Finalement, en juillet 1986, le gouvernement fédéral a décidé de cesser les versements. Nous espérions quand même pouvoir conclure un accord. On s'était déjà entendu sur bien des éléments. Les négociations se poursuivaient.

Nous avions calculé le montant de notre passif éventuel si jamais le projet était annulé. Nous étions arrivés à 11 millions de dollars. C'est ce qui a semé la confusion lors de notre comparution. Il était possible que l'argent serve à cela, mais il était tout aussi probable—en fait plus—qu'on ait besoin de crédit provisoire si l'accord était conclu. La Saskatchewan s'occupait de financer le projet de janvier jusqu'à l'automne, alors que nous n'investissions rien.

Il était clair qu'après avoir signé un accord satisfaisant pour toutes les parties, elles s'attendaient à ce que nous intervenions en attendant que les dispositions relatives au prêt garanti soient prises avec les banques. En fait, c'est exactement ce qui s'est produit. Nous avons conclu l'entente en question. Nous sommes en train de prendre ces dispositions relatives au prêt et nous nous sommes servis de cet argent pour le financement provisoire. Cet argent nous sera remboursé à partir des prêts garantis qui auront été consentis.

M. Erdmann peut donner plus de détails, mais je crois que c'est la situation en substance.

M. Erdmann: C'est à peu près cela. En fait, nous nous attendons à ce que le montant total de 26 millions soit

[Texte]

guaranteed loans are put in place, roughly by this summer.

Mr. MacLellan: Madam Chairman, I notice the grants of the International Energy Agency have been doubled. Is that correct?

The Chairman: That was discussed a little earlier.

Mr. MacLellan: I just wanted to ask a very short question. Could I have a page reference?

The Chairman: Go ahead, Mr. Kroeger.

Mr. Anderson: I do not have a page reference.

Mr. Kroeger: I am sorry. It does not ring true to the International Energy Agency.

The Chairman: Did you mention the IEA to me?

Mr. MacLellan: No, I did not.

The Chairman: You just said IEA, I think.

Mr. MacLellan: I just said the IEA now.

The Chairman: It is on page 3-43. I thought he was asking for the page number.

Mr. MacLellan: Yes, he was. I do not have my book here.

The Chairman: Then I am with you.

Mr. MacLellan: Dr. Kroeger, my concern is that now that prices have firmed, or it is hoped will firm even more, has the department given consideration to asking the International Energy Agency to perhaps have a higher base price for crude oil? It is something very difficult to do when prices are down around \$10 a barrel. When prices are up, I was wondering if in the department's opinion it might be prudent to use this period, if Canada has doubled its allotment, to use Canada's position to try to get a higher base price for crude oil. When prices are down, it will reduce some of the uncertainty.

Mr. Kroeger: In the early years of the International Energy Agency, I believe there was some discussion about establishing a floor price for oil.

• 1020

Mr. MacLellan: Yes.

Mr. Kroeger: In more recent years, the IEA has not pursued that approach. The general stance of IEA countries is to recognize that the price of oil, like the price of many international commodities, is going to be determined by market forces, and, rather than try to control the international price of oil, the IEA has focused on monitoring, data collection and dissemination, and a discussion of certain kinds of contingency arrangements to deal with supply disruptions. One of those is petroleum emergency stocks that are maintained by member countries.

Those are the sorts of things the IEA has done. I am not aware of any disposition among member countries to try to get into the much more complex exercise of actually

[Traduction]

remboursé lorsque les prêts garantis auront été consentis, probablement cet été.

M. MacLellan: Madame la présidente, je remarque que les subventions à l'Agence internationale de l'énergie ont doublé, n'est-ce pas?

La présidente: On en a discuté plus tôt.

M. MacLellan: Je voulais seulement poser une brève question. Pourrais-je savoir de quelle page il s'agit?

La présidente: Allez-y, monsieur Kroeger.

M. Anderson: Je ne sais pas quelle est la page.

M. Kroeger: Excusez-moi. Il ne semble pas que ce soit l'Agence internationale de l'énergie.

La présidente: Avez-vous mentionné l'AIE?

M. MacLellan: Non.

La présidente: Je crois que vous avez dit l'AIE.

M. MacLellan: Je viens de le dire.

La présidente: C'est à la page 3-43. Je croyais qu'il demandait le numéro de page.

M. MacLellan: En effet. Je n'ai pas mon livre ici.

La présidente: Je comprends maintenant.

M. MacLellan: Monsieur Kroeger, maintenant que les prix se sont stabilisés, et qu'ils continueront de le faire, le ministère a-t-il envisagé de demander à l'Agence de hausser le prix de base pour le pétrole brut? C'est très difficile à faire lorsque les prix sont tombés à environ 10\$ le baril. Lorsque les prix auront monté, d'après le ministère, serait-il prudent d'en profiter pour utiliser la position du Canada et obtenir un prix de base plus élevé pour le pétrole brut. Lorsque les prix baisseront, il y aura moins d'incertitude.

M. Kroeger: Au cours des années qui ont suivi la création de l'Agence internationale de l'énergie, on avait parlé d'établir un prix plancher pour le pétrole.

M. MacLellan: Oui.

M. Kroeger: Ces dernières années, l'AIE a abandonné cette idée. Les pays membres de cette agence reconnaissent que le prix du pétrole, comme le prix de bien des denrées faisant l'objet d'un commerce mondial, est déterminé par les forces du marché. Plutôt que de tenter de contrôler le prix mondial du pétrole, l'AIE a concentré ses efforts sur la surveillance, la collecte et la diffusion de données, et a adopté certaines dispositions d'urgence pour faire face aux perturbations. Par exemple, les pays membres maintiennent des stocks de pétrole d'urgence.

C'est le genre de choses qu'a faites l'AIE. Je ne crois pas que les pays membres soient disposés à tenter de vraiment stabiliser le prix mondial dans le cadre d'une entente, ce

[Text]

trying to stabilize the international price by a commodity agreement, such as has been attempted for other commodities such as tin.

On the reference in the estimates, I should try to verify what that amount is. It is called a class contribution for energy research. My guess is that would be our share under a cost-sharing formula among member countries, in this case the IEA. One has these formulas for the various agencies of the UN. I could find out exactly what kind of research was covered by that amount of \$700,000, but it is a fairly small amount and relates to rather limited purposes.

Mr. MacLellan: My reason for asking is that Canada has been a good member of the IEA and unilaterally to impose a floor price in Canada would be very difficult, especially in relation to its trade with the United States and the increased costs it would provide to manufacturers. But through an agency such as the IEA that would be a course worth pursuing, in my opinion.

The Chairman: Mr. Gagnon.

Mr. Gagnon: The Canadian ownership rate control status—is that information available? Is it public information?

Mr. Lazar: It is, Mr. Gagnon.

Mr. Gagnon: Where does a person get hold of the actual Canadian ownership rate of individual companies?

Mr. Lazar: We have made a list available to anyone who wants it. At one stage we used to circulate it. It has become progressively of less interest to the public, but it is available to you or anyone else—a member of the Canadian public, a Member of Parliament.

Mr. Gagnon: Would you send in a copy to the committee, please? There are certain oil companies for which we are very interested in knowing what the Canadian ownership rate is currently and what it might become in the future.

Mr. Lazar: I would be glad to, Mr. Gagnon.

I wonder, Madam Chairman, if I could add to a comment I made earlier in response to a question from Mr. Gagnon. He asked about where the money was going for the \$130 million in the current fiscal year. There are four to five wells off the east coast, one off Nova Scotia; the other is off the Grand Banks. In our forecast there is the Arctic Islands well Mr. Taschereau referred to. We were carrying one well for the Mackenzie Delta, one completion in the Beaufort Sea. That just means clean-up activities, not drilling. That is an activity that is taking place and some money has to be spent by the companies to clean up the mess left behind. About \$20 million of the \$130 million is simply carried over from previous years.

Mr. Gagnon: Thank you.

The Chairman: I have one last question for Mr. Anderson; it is back to the \$11 million on the New Grade upgrader. The \$11 million was for a loan guarantee only

[Translation]

qui serait très difficile, comme on l'a fait pour d'autres produits comme l'étain.

Je tenterai de vérifier quel est le montant indiqué dans le budget. Il s'agit d'une contribution à la recherche dans le domaine de l'énergie. Je crois qu'il s'agit de notre part, établie en vertu d'une formule de partage des coûts entre les pays membres de cette agence. Il existe des formules de ce genre pour les différentes agences de l'ONU. Je pourrais vérifier exactement quel genre de recherche a été effectué avec ce montant de 700,000\$, mais il s'agit d'un montant peu important.

M. MacLellan: Je pose la question parce que le Canada a toujours été fidèle à l'AIE et on peut difficilement imposer un prix de base au Canada, surtout pour ce qui est de ses échanges commerciaux avec les États-Unis et l'accroissement des coûts des fabricants. Mais, à mon avis, il vaudrait la peine d'envisager cette possibilité par l'entremise d'une agence comme l'AIE.

La présidente: Monsieur Gagnon.

M. Gagnon: Y a-t-il des renseignements disponibles sur le pourcentage de propriété canadienne? Est-ce que cela fait partie du domaine public?

M. Lazar: Oui, monsieur Gagnon.

M. Gagnon: Où peut-on vérifier le pourcentage de propriété canadienne dans ces sociétés?

M. Lazar: Nous avons dressé une liste que n'importe qui peut se procurer. À une époque, nous avions l'habitude de la distribuer. Elle intéresse de moins en moins le public, mais n'importe qui peut se la procurer, un Canadien ordinaire ou un député.

M. Gagnon: Pourriez-vous en envoyer un exemplaire au Comité, s'il vous plaît? Nous aimerions beaucoup savoir quel est le pourcentage de propriété canadienne dans certaines sociétés pétrolières et ce qu'il pourrait devenir dans l'avenir.

M. Lazar: Volontiers, monsieur Gagnon.

Madame la présidente, permettez-moi d'ajouter quelque chose à une réponse que j'ai faite plus tôt à M. Gagnon. Il a demandé où allaient les 130 millions de dollars prévus pour l'année financière en cours. Il y a quatre ou cinq puits au large de la côte Est, un au large de la Nouvelle-Écosse, l'autre au large de Grand Banks. Nos prévisions tiennent compte aussi du puits des îles de l'Arctique dont M. Taschereau a parlé. Nous finançons un puits dans le delta du Mackenzie, et en terminions un autre dans la mer de Beaufort. Il ne s'agit pas de forage, mais de nettoyage. Les sociétés doivent consacrer des fonds au nettoyage de ce qui reste. Et environ 20 millions de ce montant de 130 millions sont simplement reportés d'années précédentes.

M. Gagnon: Merci.

La présidente: J'ai une dernière question pour M. Anderson au sujet des 11 millions de dollars relatifs à l'usine de valorisation de New Grade. Ce montant de 11

[Texte]

and it really could not be used as a contingency fund. Is that not true, Mr. Erdmann?

Mr. Erdmann: Yes. I think you are correct, and that was part of the confusion when we testified in December, I believe it was. The \$11 million that we had in our mind at the time we thought might be necessary as the amount that would be involved if the project did not proceed. But quite correctly, we could not have spent that \$11 million out of the supplementary estimate, which was for a loan guarantee.

• 1025

However, there was another purpose for \$11 million, which was included in Mr. Anderson's response to the committee. That \$11 million was to be used for interim funding, or bridge funding, to take us through the period until bank funding was available. And that is in fact what the money was used for.

The Chairman: I guess my question to you is how can you use money for one purpose when it was specifically stated to be for another? But obviously you have said you robbed Peter to pay Paul, and now you have paid Peter back.

Mr. Anderson: I would like to think we could eventually put the end to this rather sad chapter in our relations.

The Chairman: Okay, go for it.

Mr. Anderson: The letter I wrote you, which was not particularly well received but did accurately describe the situation and tried to clear up the confusion. . . There are many twists and turns that explain why we were confused, and I personally have come rather late to the file. But the letter I wrote you made exactly this point, that (a) there was the need for the bridge funding, but (b) the concept of contingency funding. . . in any case, it would not have been able. . . we could not have used the loan vote for that purpose. I think if you look at the text of the letter, you will see that it actually did set out the facts quite clearly, and that is exactly what has happened.

The Chairman: Just between you and me, how can you take money for a loan guarantee and use it for bridge financing?

Mr. Anderson: There are two votes, Madam Chairman. One is this \$275 million, which is a loan guarantee. The other was actually a loan amount. What we were doing was. . . The \$25 million is a loan; it is a direct government loan.

The Chairman: Over and above the \$275 million?

Mr. Anderson: It is separate from the \$275 million. Once the loan guarantee is in place, we are repaid for the loan. We expect the guarantee will shortly be in place and we will get the \$25 million back, and then all that will remain will be the loan guarantee.

The Chairman: Okay. Did you get that one, Russ?

[Traduction]

millions ne devait servir que de garantie pour le prêt et ne pouvait pas être utilisé comme fonds pour éventualité, n'est-ce pas, monsieur Erdmann?

M. Erdmann: Oui. Je crois que vous avez raison et c'est ce qui a semé en partie la confusion lorsque nous avons témoigné en décembre. À ce moment-là, nous pensions que ce montant de 11 millions pourrait être utilisé si le projet n'était pas réalisé. Mais vous avez tout à fait raison de dire que nous n'aurions pas pu dépenser ces 11 millions de dollars car ils devaient servir à garantir un prêt.

Toutefois, ces 11 millions de dollars devaient servir à autre chose dont a parlé M. Anderson. Ils devaient servir de financement provisoire jusqu'à ce que la banque ait consenti son prêt. C'est justement à quoi cet argent a servi.

La présidente: J'aimerais savoir comment on peut utiliser des fonds à une fin alors qu'ils devaient expressément servir à autre chose? Mais évidemment vous avez dit que vous aviez volé Peter pour payer Paul, et maintenant vous avez remboursé Peter.

M. Anderson: J'ose croire que nous pourrions à un moment donné conclure ce chapitre assez malheureux de nos rapports.

La présidente: Allez-y.

M. Anderson: La lettre que je vous ai écrite, qui n'a pas particulièrement bien été accueillie mais qui décrivait fidèlement la situation et tentait de dissiper la confusion. . . Bien des événements se sont produits qui peuvent expliquer notre confusion, et je me suis moi-même occupé assez tard de ce dossier. Mais la lettre que je vous ai écrite précisait justement que a) un financement provisoire était nécessaire, mais que b) nous n'aurions pas pu de toute façon nous servir de ce crédit pour parer à un passif éventuel. Si vous regardez bien la lettre, vous verrez qu'elle énonce clairement les faits, et que c'est exactement ce qui s'est produit.

La présidente: Mais entre nous, comment pouvez-vous utiliser une garantie comme financement provisoire?

M. Anderson: Il y a deux crédits, madame la présidente. Un s'élève à 275 millions, et est la garantie du prêt. L'autre était le prêt lui-même. Ces 25 millions de dollars sont un prêt direct du gouvernement.

La présidente: En plus des 275 millions?

M. Anderson: C'est distinct des 275 millions. Lorsque la garantie est en place, on nous rembourse le prêt. Nous nous attendons à ce qu'elle le soit bientôt et nous récupérerons ces 25 millions de dollars. Il ne restera donc que la garantie du prêt.

La présidente: Très bien. Avez-vous compris, Russ?

[Text]

Mr. Kroeger: Madam Chairman, you can be sure if we spent money for purposes not warranted by Parliament, the Auditor General will have our heads next fall.

The Chairman: I am sure he would. Anyway, Mr. Kroeger, thank you very much. On behalf of the committee, I thank you and your officials for appearing and answering questions once more. We also want to thank you for the information you sent us.

Just before we adjourn, in section 32-13 you talk about completing seven programs. You are evaluating seven programs: emergency planning, co-utilization, and such. Is there any possibility of our getting some information on your evaluations of these programs? There are seven programs here that are listed.

Mr. Kroeger: Yes, we would be. . . Could you give us an idea of what you would like to have? Would you like, for example, the terms of reference?

The Chairman: I would like to have the evaluation of the programs listed in section 32-13.

Mr. Kroeger: You would like the reports, when they are available.

The Chairman: As they are completed.

Mr. Kroeger: Of course. I am sure our new assistant deputy minister would be glad to provide them to you. That happens to be part of her territory as well.

The Chairman: We also want to welcome Mrs. Bourgon. We hope to see more of her.

This meeting is adjourned.

[Translation]

M. Kroeger: Madame la présidente, vous pouvez être sûre que si nous avons dépensé des fonds à mauvais escient, le Vérificateur général aura notre tête l'automne prochain.

La présidente: J'en suis sûre. De toute façon, monsieur Kroeger, merci beaucoup. Au nom du Comité, je vous remercie, vous ainsi que vos collaborateurs, d'être venus répondre à nos questions de nouveau. Nous voulons également vous remercier des renseignements que vous nous avez fait parvenir.

Juste avant d'ajourner, au chapitre 32-13, vous parlez de parachever sept programmes. Vous évaluez sept programmes: planification d'urgence, co-utilisation, etc. Est-il possible d'obtenir des renseignements sur ces évaluations? On donne la liste de sept programmes.

M. Kroeger: Oui, nous serions. . . Pourriez-vous nous donner une idée de ce que vous voudriez avoir? Aimerez-vous avoir par exemple le cadre de l'étude?

La présidente: J'aimerais obtenir l'évaluation des programmes dont on donne la liste au chapitre 32-13.

M. Kroeger: Vous voudriez les rapports lorsqu'ils seront disponibles.

La présidente: Lorsqu'ils seront terminés.

M. Kroeger: Bien entendu. Je suis sûr que notre nouvelle sous-ministre adjointe sera heureuse de vous les fournir. Cela fait aussi partie de ses responsabilités.

La présidente: Nous voulons aussi souhaiter la bienvenue à M^{me} Bourgon. Nous espérons la revoir souvent.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From the Department of Energy, Mines and Resources:

Maurice Taschereau, Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration;
Harvey Lazar, Administrator, Petroleum Incentives Administration;
George Anderson, Assistant Deputy Minister, Energy Policy, Programs and Conservation Sector;
Ron Erdmann, Director General, Financial and Market Analysis Branch;
Martha Musgrove, Director General, Natural Gas Branch;
David Oulton, Director General, Oil Branch;
Dr. R.W. Morrison, Director General, Uranium and Nuclear Energy Branch.

TÉMOINS

Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:

Maurice Taschereau, administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada;
Harvey Lazar, administrateur, Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier;
George Anderson, sous-ministre adjoint, Secteur de la politique, des programmes et des économies de l'énergie;
Ron Erdmann, directeur général, Direction de l'analyse financière et du marché;
Martha Musgrove, directeur général, Direction du gaz naturel;
David Oulton, directeur général, Direction du pétrole;
R.W. Morrison, directeur général, Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 20

Tuesday, May 12, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 20

Le mardi 12 mai 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Main Estimates 1987-88: Vote 40 (Atomic Energy
Control Board) under ENERGY, MINES AND
RESOURCES

INCLUDING:

The SIXTH REPORT to the House

CONCERNANT:

Budget des dépenses principal 1987-1988: Crédit 40
(Commission de contrôle de l'énergie atomique)
sous la rubrique ÉNERGIE, MINES ET
RESSOURCES

Y COMPRIS:

Le SIXIÈME RAPPORT à la Chambre

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage
Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Ellen Savage

REPORT TO THE HOUSE

Wednesday, May 13, 1987

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources has the honour to present its

SIXTH REPORT

On Tuesday, May 5, 1987, your Committee met *in camera* to discuss a motion, previously adopted on Tuesday, April 28, 1987, to invite certain witnesses. At the termination of debate a motion was adopted to rescind the motion to hear these witnesses.

On May 6, 1987, a Canadian Press article appeared in the *Calgary Sun*, which described the committee proceedings on the motion as follows: "At yesterday's review, two conservatives voted to reverse that decision, a committee member told the Canadian Press. Another Tory and a Liberal M.P. voted to stick to the original decision. Conservative Chairman Barbara Sparrow, who urged the Committee to look at last week's decision again, cast the deciding vote."

At its meeting of May 12, 1987, your Committee discussed the publication of its *in camera* deliberations, and a motion was adopted to report this action to the House.

Your Committee feels it is its duty to place this matter before you at this time since privilege may be involved.

A copy of the relevant Minutes of Proceedings and Evidence (*Issues Nos. 17, 19 and 20, which includes this Report*) is tabled.

Respectfully submitted,

BARBARA SPARROW,
Chairman.

RAPPORT À LA CHAMBRE

Le mercredi 13 mai 1987

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources a l'honneur de présenter son

SIXIÈME RAPPORT

Le mardi 5 mai 1987, votre Comité s'est réuni à huis clos pour discuter d'une motion qu'il avait adopté le 28 avril 1987 en vue d'inviter certains témoins à comparaître devant lui. Le débat s'est terminé par l'adoption d'une motion annulant la motion initiale.

Le 6 mai 1987, le *Calgary Sun* a publié un article de la Presse canadienne, qui décrivait les délibérations du Comité en ces termes : "La Presse canadienne a appris d'un membre du Comité que, lors des délibérations qui ont lieu hier, deux conservateurs ont voté pour l'annulation de la décision initiale. Un autre député conservateur et un député libéral ont voté pour qu'elle soit maintenue. La voix de la présidente du Comité, la députée conservatrice Barbara Sparrow, qui avait exhorté les membres du Comité à réexaminer la décision prise la semaine dernière, a été prépondérante." (Traduction libre)

À sa séance du 12 mai 1987, votre Comité a discuté du fait que ses délibérations à huis clos aient été ainsi rendues publiques, et il a adopté une motion voulant qu'il soit fait rapport de ce fait à la Chambre.

Votre Comité estime qu'il est donc son devoir de vous consulter à ce sujet puisqu'il pourrait s'agir d'une question de privilège.

Un exemplaire des Procès-verbaux et témoignages (*fascicules nos 17, 19 et 20, qui comprend le présent rapport*) est déposé.

Respectueusement soumis,

La présidente,
BARBARA SPARROW.

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, MAY 12, 1987

(31)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:11 o'clock a.m., in Room 208 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter and Barbara Sparrow.

Acting Member present: Bill Blaikie for Ian Waddell.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From the Atomic Energy Control Board: Jon Jennekens, President; Zigmund Domaratzki, Director General, Directorate of Reactor Regulation; John Beare, Director, Regulatory Research Branch; Robert Blackburn, Director, Planning and Administration Branch.

The Committee resumed consideration of its Order of Reference dated March 2, 1987, relating to the Main Estimates for the fiscal year ending March 31, 1988. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, March 5, 1987, Issue No. 11*).

The Chairman called Vote 40 of the Main Estimates under ENERGY, MINES AND RESOURCES.

Mr. Jon Jennekens made an opening statement and, with the other witnesses, answered questions.

At 10:39 o'clock a.m. the meeting was suspended.

At 10:44 o'clock a.m. the meeting resumed *in camera*.

The Committee proceeded to consider future business.

The Committee commenced consideration of a draft report on a possible question of privilege.

It was agreed,—That the draft report be adopted as the Committee's Report to the House.

ORDERED,—That the Chairman table the Report in the House.

At 11:02 o'clock a.m. the Committee adjourned to the call of the chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 12 MAI 1987

(31)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 9 h 11, dans la pièce 208 de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Membre suppléant présent: Bill Blaikie remplace Ian Waddell.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller technique; Lawrence Harris, économiste.

Témoins: De la Commission de contrôle de l'énergie atomique: Jon Jennekens, président; Zigmund Domaratzki, directeur général, Direction générale de la réglementation des réacteurs; John Beare, directeur, Direction des études normatives; Robert Blackburn, directeur, Direction de la planification et de l'administration.

Le Comité examine de nouveau son ordre de renvoi du 2 mars 1987 relatif au budget principal des dépenses pour l'exercice financier se terminant le 31 mars 1988. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 5 mars 1987, fascicule n° 11*).

La présidente met en délibération le crédit 40 du budget principal des dépenses, crédit inscrit sous la rubrique ENERGIE, MINES ET RESSOURCES.

Jon Jennekens fait une déclaration préliminaire, puis lui-même et les autres témoins répondent aux questions.

A 10 h 39, le Comité interrompt les travaux.

A 10 h 44, le Comité reprend les travaux et adopte le huis clos.

Le Comité entreprend de déterminer ses futurs travaux.

Le Comité amorce l'étude d'un projet de rapport sur une question possible de privilège.

Il est convenu,—Que le projet de rapport soit adopté à titre de rapport du Comité à la Chambre.

IL EST ORDONNÉ,—Que la présidente dépose le rapport à la Chambre.

A 11 h 02, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

(Recorded by Electronic Apparatus)

[Texte]

Tuesday, May 12, 1987

• 0910

The Chairman: I will now call the meeting to order. The agenda has been circulated, and we do have a quorum to hear witnesses.

The order of reference is the main estimates for 1987-88, Vote 40 under Energy, Mines and Resources, Atomic Energy Control Board.

ENERGY, MINES AND RESOURCES

Atomic Energy Control Board

Vote 40—program expenditures \$21,313,000

The Chairman: Today we have as witnesses the people from the Atomic Energy Control Board. We have Dr. Jennekens with us.

Before I call upon Dr. Jennekens to make an opening statement, I would like to inform the committee that Dr. Jennekens has been appointed the Deputy Director General for Safeguards at the International Atomic Energy Agency in Vienna. I guess you assume your position. . . did you say in two weeks, Dr. Jennekens?

Mr. Jennekens (President, Atomic Energy Control Board): I leave in two weeks, Madam Chairman. I will be working for one month as an adviser, and my appointment takes effect July 1.

The Chairman: We certainly want to thank you very much and congratulate you on a job well done as President of the Atomic Energy Control Board, and we wish you very well in your new position. Our loss is their gain, I guess.

Mr. Jennekens: That is very kind of you.

The Chairman: We will proceed with your opening remarks, Dr. Jennekens, and if you want to introduce any of your colleagues, please feel free to do so.

Mr. Jennekens: Thank you. As Madam Chairman has indicated, this is a rather special occasion for me as it will be the last time I will have the honour of appearing before this committee as President of the Atomic Energy Control Board. I will be taking up my duties very shortly at the IAEA.

By way of brief background, I joined the staff of the AECB as an on-site compliance officer at the Nuclear Power Demonstration Generating Station in 1962, following four years as the research reactor shift supervisor and four years in the Canadian Forces. The board technical staff at that time numbered all of four, including the president. I was the fourth member of that technical staff. The total staff numbered only 12. Today, as

TÉMOIGNAGES

(Enregistrement électronique)

[Traduction]

Le mardi 12 mai 1987

La présidente: La séance est ouverte. L'ordre du jour vous a été distribué et nous avons le quorum voulu pour entendre des témoignages.

Notre ordre de renvoi porte sur l'étude du budget des dépenses principal de 1987-1988, crédit 40 de l'Énergie, Mines et Ressources, Commission de contrôle de l'énergie atomique.

ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES

Commission de contrôle de l'énergie atomique

Crédit 40—Dépenses de programme \$21,313,000

La présidente: Nous accueillons aujourd'hui les représentants de la Commission de contrôle de l'énergie atomique, et plus précisément M. Jennekens.

Avant de demander à M. Jennekens de prendre la parole, j'aimerais vous signaler qu'il vient d'être nommé directeur général adjoint des Garanties à l'Agence internationale de l'énergie atomique à Vienne. Vous entrez en fonction dans deux semaines, monsieur Jennekens?

M. Jennekens (président, Commission de contrôle de l'énergie atomique): Je pars dans deux semaines, madame la présidente. Je travaillerai pendant un mois à titre de conseiller, puis ma nomination entrera en vigueur le 1^{er} juillet.

La présidente: Nous voulons vous remercier de l'excellent travail que vous avez accompli à titre de président de la Commission de contrôle et nous vous souhaitons bonne chance dans vos nouvelles fonctions. C'est l'Agence internationale qui y gagne.

M. Jennekens: Vous êtes très aimable.

La présidente: Veuillez faire votre exposé, monsieur Jennekens, après nous avoir présenté vos collègues, si vous le souhaitez.

M. Jennekens: Merci. Comme l'a souligné la présidente, c'est une occasion bien spéciale pour moi aujourd'hui, puisque c'est la dernière fois que je me présente devant vous à titre de président de la Commission de contrôle de l'énergie atomique. J'occuperai d'ici peu mes nouvelles fonctions à l'Agence internationale de l'énergie atomique.

Pour vous situer rapidement, je suis d'abord arrivé en 1962 à la Commission de contrôle comme agent résident de la conformité à la Centrale nucléaire de démonstration NPD, après avoir passé quatre ans comme surveillant des quarts sur le réacteur de recherche et quatre ans dans les Forces armées canadiennes. Le personnel technique de la commission, à ce moment-là, comprenait seulement quatre personnes, dont le président et moi. La commission

[Text]

tabled in the estimates, our authorized person-year total is 272.

It is my view, and I hope not immodestly, that during the intervening quarter century the AECB has discharged its responsibilities with diligence and determination, and its staff at all levels has demonstrated an exemplary standard of professionalism.

In making reference to the responsibilities of the AECB, I should hasten to point out that the board does not simply regulate a few uranium mines and nuclear electric generating stations. For example, at the end of the immediate past fiscal year there were 5,334 radioisotope licences in effect. These licences included 700 in force at hospitals and other medical facilities; 331 at universities, colleges and other educational institutions. Approximately 3,600 of the remaining licences have been issued to commercial enterprises engaged in a wide variety of activities, all essentially non-energy activities.

It is nevertheless true that, although the medical, educational, research, and commercial applications of ionizing radiation will continue to increase at a significant rate, the rapid overall expansion of the nuclear field which occurred during the past quarter century has moderated considerably. The AECB has entered a new phase of small but steady increases in its responsibilities, concurrent with a government-wide reduction in allocated resources.

The challenge of enhancing our regulatory effectiveness with increased responsibilities and reduced resources is a continuing one. I am confident my colleagues and successor will meet the challenge with the same vigour that has characterized the board's activities for more than four decades.

The destruction of Unit 4 of the Chernobyl nuclear power station on April 26, 1986, the growing recognition that the management and disposal of radioactive wastes are but a part of a much larger requirement for the management and disposal of all industrial wastes, the increasing interest of the public and of organized labour in matters of public and occupational health and safety, and of environmental protection, and the regulatory reform initiatives of the federal government are only a few of the operationally oriented developments of the past year that have affected the nuclear regulatory process.

On the administrative side, activities such as the extension of financial audits to include the comprehensive audits periodically performed by the Office of the Auditor General and the requirement for a widely applied system of program evaluation evaluation have been responded to by the AECB with very favourable results. However, they have necessitated the redirection of some resources away from the AECB's primary regulatory functions. These new developments and additional demands have exacerbated

[Translation]

comptait en tout 12 employés. Aujourd'hui, selon les données du budget, elle a un total autorisé de 272 années-personnes.

Je crois sincèrement, sans vouloir me vanter, que, durant le dernier quart de siècle, la Commission de contrôle s'est acquittée de ses responsabilités avec diligence et détermination et que ses employés, à tous les niveaux, ont fait preuve d'un professionnalisme exemplaire.

Puisque je parle des responsabilités de la Commission de contrôle, je m'empresse de souligner que la commission ne réglemente pas seulement quelques mines d'uranium et centrales nucléaires produisant de l'électricité. Ainsi, à la fin de l'exercice financier dernier, il y avait 5,334 permis de radio-isotope en vigueur, dont 700 dans les hôpitaux et dans d'autres installations médicales, ainsi que 331 dans les universités, collèges ou autres établissements d'enseignement. Environ 3,600 des autres permis avaient été délivrés à des entreprises commerciales dont les activités sont multiples et pas nécessairement productrices d'énergie.

Bien qu'il soit vrai que les applications médicales, éducatives, expérimentales et commerciales des rayonnements ionisants continueront de s'étendre de façon importante, il reste néanmoins que l'expansion globale rapide du secteur nucléaire qui s'est produite depuis 25 ans s'est ralentie de beaucoup et que la Commission de contrôle est entrée dans une nouvelle phase de légères, mais régulières augmentations de ses responsabilités coïncidant avec la réduction des ressources partout à travers le gouvernement fédéral.

Le défi d'améliorer l'efficacité de la réglementation, compte tenu de l'accroissement des responsabilités et de la diminution des ressources, existe toujours. Je sais que mes collègues et mon successeur feront face à ce défi avec la même vigueur qui a caractérisé les activités de la commission depuis plus de 40 ans.

La destruction de la quatrième tranche de la centrale de Chernobyl, le 26 avril 1986, la prise de conscience grandissante que la gestion et l'évacuation des déchets radioactifs ne sont que des éléments du besoin beaucoup plus large de gestion et d'évacuation de tous les déchets industriels, l'intérêt croissant du public et des syndicats pour tout ce qui a trait à l'hygiène et à la sécurité du public et des travailleurs, ainsi qu'à la protection de l'environnement, et, enfin, les initiatives de réforme réglementaire du gouvernement fédéral ne sont que quelques-uns des nouveaux facteurs qui ont touché le processus réglementaire nucléaire.

Du point de vue administratif, des activités, comme l'élargissement des vérifications financières afin d'inclure des vérifications périodiques effectuées par le Bureau du vérificateur général et l'exigence d'un plan d'évaluation générale des programmes, ont été bien accueillies par la commission. Toutefois, elles ont nécessité la réaffectation de certaines ressources des fonctions de réglementation principales de l'organisme. Ces nouveaux facteurs et ces demandes additionnelles ont grandement augmenté la

[Texte]

the problem of meeting the objectives of the AECB's down-sizing plan while maintaining a rigorous and effective licensing compliance program.

• 0915

In keeping with the recommendations of the Standing Joint Committee on Regulations and Other Statutory Instruments and the regulatory reform strategy of the government, the AECB has been heavily involved in the drafting of new regulations and the revision and consolidation of existing regulations issued since the last major revision in 1974. This has been an enlightening experience in several respects, including the very important realization that regulatory fairness, openness, efficiency, and effectiveness are matters about which a great many persons claim confidence.

The conflicting views of these persons, the not-unexpected demands of licensees for a relaxation of regulatory requirements, the understandable requests by labour for increased rigour in licensing actions, and the additional burden of a new bureaucracy all combine to complicate the activities of regulatory agencies such as the AECB.

Earlier I stated that the AECB, in my view, has discharged its responsibilities with diligence and determination. This is the result of a collective effort of a multidisciplinary board and staff dedicated to serving the public interest. Evidence of the effectiveness of the AECB's activities may be found in Part III of the estimates. In this connection, I would like to mention especially the AECB's role in the administration of Canada's program to support the safeguard system of the International Atomic Energy Agency.

IAEA safeguards are an important element in the nuclear non-proliferation regime, and a continuation of support by Canada and like-minded member states of the agency will be essential if further non-proliferation initiatives are to be undertaken. Not surprisingly, I believe it would be appropriate at this time for Canada to reaffirm its support of the IAEA.

In conclusion, I have been honoured to serve Canadians by being with the AECB for more than half its history, first as a staff member and then as president. Madam Chairman and committee members, I call upon you to endorse the work of this effective but largely unsung agency and give favourable consideration to the estimates before you. Thank you, Madam Chairman.

The Chairman: Thank you very much, Dr. Jennekens. I want to inform the committee that at about 10.30 a.m. or

[Traduction]

difficulté de la commission à remplir son plan de compression de personnel, tout en assurant un régime de permis et un programme de conformité rigoureux et efficaces.

Conformément aux recommandations du Comité mixte permanent des règlements et autres textes réglementaires et à la stratégie de réforme réglementaire du gouvernement, la commission a consacré beaucoup de temps à rédiger de nouveaux règlements, tout en révisant et en codifiant les règlements actuels publiés depuis la dernière révision majeure de 1974. Ce fut là une expérience des plus enrichissante à plusieurs égards, y compris la prise de conscience très importante que l'équité, la transparence, l'efficacité et l'efficience en matière de réglementation sont des sujets où plusieurs se disent compétents.

Leurs vues opposées, les demandes prévues des titulaires de permis pour un relâchement des exigences réglementaires, les demandes compréhensibles des syndicats pour plus de rigueur dans les décisions d'autorisation et la charge supplémentaire d'une nouvelle bureaucratie tendent toutes à compliquer les activités des organismes de réglementation comme la Commission de contrôle de l'énergie atomique.

J'ai dit plus tôt que nous nous étions acquittés de nos responsabilités avec diligence et détermination. C'est là le résultat de l'effort collectif d'un organisme et d'un personnel pluridisciplinaire qui se consacre à l'intérêt du public. L'efficacité des activités de la Commission ressort bien de la partie III du budget. A ce sujet, je voudrais souligner en particulier le rôle que nous jouons dans l'administration du programme canadien à l'appui du système de garanties de l'Agence internationale de l'énergie atomique.

Comme les garanties de l'Agence internationale représentent un élément important du régime de non-prolifération des armes nucléaires, c'est donc dire que la continuation de l'appui du Canada et des autres États membres de l'Agence, qui partagent les mêmes vues, sera capitale si d'autres initiatives de non-prolifération nucléaire doivent être entreprises. Vous comprendrez donc sans surprise qu'il serait fort apprécié, à ce moment-ci, que le Canada réaffirme son appui à l'Agence internationale de l'énergie atomique.

En terminant, je voudrais vous dire combien je suis fier d'avoir servi la population canadienne en travaillant pour la Commission de contrôle de l'énergie atomique durant plus de la moitié de son existence, d'abord comme employé, puis comme président. Je vous demande donc, madame la présidente et messieurs les membres du comité, de bien vouloir reconnaître le travail d'un organisme efficace, mais trop souvent oublié, et d'approuver le budget qui vous est présenté. Merci, madame la présidente.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Jennekens. Je voudrais informer les membres du comité qu'à 10h30 ou

[Text]

10.40 a.m. we will go in camera to discuss further agenda work.

Moving back to the AECB, on page 7 of Part III it says:

the accident at Chernobyl will result in two activities; implementation in Canada of any lessons to be learned from the accident and participation in an expanded international program aimed at ensuring a high level of safety in nuclear reactors around the world.

Can you expand upon that?

Mr. Jennekens: I would like to very much, and I wonder, Madam Chairman, if I could take this opportunity to introduce Mr. Zigmund Domaratzki who was very actively involved last year in August in a special meeting of the IAEA. Since that time he has also been serving, in an advisory capacity, a special working group on nuclear safety principles that has been established by the agency. Mr. Domaratzki, I am pleased to say, for Canada has been a very active and a very effective member of that group.

Mr. Zigmund Domaratzki (Director General, Directorate of Reactor Regulation, Atomic Energy Control Board): Madam Chairman, as Mr. Jennekens already said the expanded workload will go in two different areas. One is increased activities on the international scene. My participation in a group to document basic safety principles that all countries should apply around the world was just one example of that. We have a number of people over the next year who will be participating in working groups in the International Atomic Energy Agency aimed at reviewing the practices around reactor safety.

With respect to what will be done at home from the lessons learned, we at the staff level, with the co-operation of other government departments, have done a review of the Chernobyl accident based on the information the Soviets presented to us at the end of August last year.

• 0920

We have really found that there are no fundamental changes that should be made. But in a report that should be issued imminently we make a number of recommendations for some improvements. Basically, these are things aimed at confirming that what we think is being done correctly is in fact being done correctly: to check a little more thoroughly, for instance, to see that procedures are being followed; to check a little more closely whether the assumptions made in the safety analyses years ago are still valid. So our report has a number of recommendations along that line, and we will be pursuing these not only next month but next year and the decade after that.

[Translation]

10h40, environ, nous siégerons à huis clos pour discuter de nos travaux futurs.

Pour revenir à la Commission de contrôle de l'énergie atomique, voici ce que je lis à la page 7 de la partie III:

l'accident survenu à Tchernobyl entraînera deux activités: l'application au Canada de toute leçon à tirer de l'accident et la participation à un vaste programme international visant à assurer la haute qualité de la sûreté des réacteurs nucléaires à travers le monde.

Pouvez-vous nous en parler?

M. Jennekens: Certainement, madame la présidente. Permettez-moi de vous présenter M. Zigmund Domaratzki qui a participé activement au mois d'août dernier aux réunions spéciales de l'Agence internationale de l'énergie atomique. Depuis lors, il conseille un groupe de travail spécial mis sur pied par l'Agence et qui étudie les principes de sécurité nucléaire. Je souligne avec plaisir que M. Domaratzki est un des membres très actifs et très efficaces de ce groupe.

M. Zigmund Domaratzki (directeur général, Direction générale de la réglementation des réacteurs, Commission de contrôle de l'énergie atomique): Madame la présidente, M. Jennekens a parlé de deux activités supplémentaires pour la Commission, la première étant notre présence accrue sur la scène internationale. Il vous a expliqué que je faisais partie d'un groupe qui cherche à établir des principes de base en matière de sécurité, principes qui devraient s'appliquer dans le monde entier. Il ne s'agissait là que d'un exemple. Au cours de la prochaine année, un certain nombre de nos gens participeront à des groupes de travail mis sur pied par l'Agence internationale de l'énergie atomique et dont le but est de revoir les mesures de sécurité relatives aux réacteurs.

En ce qui concerne les leçons à tirer au Canada, le personnel de la Commission, en collaboration avec d'autres ministères, a étudié l'accident de Tchernobyl à la lumière des informations que nous ont fournies les Soviétiques, à la fin du mois d'août dernier.

Nous en avons conclu qu'il n'était pas nécessaire d'apporter des changements majeurs. Mais dans un rapport que nous publierons incessamment, nous recommandons un certain nombre d'améliorations. Il s'agit en fait, de confirmer que les mesures de sécurité qui nous semblent adéquates, le sont véritablement: autrement dit, nous vérifierons peut-être plus à fond encore nos mesures de sécurité pour nous assurer qu'elles sont bien suivies; en outre, nous nous assurerons que les hypothèses de base en matière de sécurité élaborées il y a déjà quelques années s'appliquent toujours. Notre rapport présente donc un certain nombre de recommandations en ce sens, recommandations que nous chercherons à suivre non seulement le mois prochain ou au cours de l'année prochaine, mais aussi au cours de la prochaine décennie.

[Texte]

The Chairman: Thank you very much, Mr. Domaratzki. Mr. MacLellan.

Mr. MacLellan: Mr. Jennekens, there were recently some comments concerning the possibility of Canada purchasing nuclear-powered submarines. It was stated that once the government gave approval to this purchase, the Atomic Energy Control Board would not have any role in that. I can see to a certain extent why that would be, but I am rather concerned that the Control Board would not have any role whatsoever. Would they have consultant capacity prior to the purchase of the nuclear-powered submarines, if some were to be purchased? The various sizes presumably have different safety factors and different safety concerns.

Mr. Jennekens: Sir, I share the concern. I wonder if I could ask Mr. Domaratzki to respond to this as well, please.

Mr. Domaratzki: The law is quite clear on the activities of the Department of National Defence. The Atomic Energy Control Act is not binding upon the Crown. Therefore in that regard the Department of National Defence is not bound by that act.

We should recognize, however, that nuclear activities of the Department of National Defence are in fact regulated by the board, notwithstanding the act itself. The best example I can think of is the Slowpoke reactor at Kingston, which is owned by the Department of National Defence. The construction and the operation of that facility are licensed by the board. And there are a number of other less obvious examples.

Keeping in mind that we probably would have a role in it, there have been discussions between the Department of National Defence and Atomic Energy Control Board staff for the last six months with exactly that point in mind. The Department of National Defence indicates that it will subject nuclear submarine project, if it goes ahead with that, to a review by the Atomic Energy Control Board. So that is our expectation.

What we have not done at this time, because it is premature, in my opinion, is establish some kind of memo of understanding or terms of reference for the Atomic Energy Control Board review.

Mr. MacLellan: So you cannot say at this point whether you would be able to prepare an official recommendation to National Defence detailing what you see are perhaps the strengths and weaknesses of each potential class or make of submarine that could be purchased by National Defence.

Mr. Domaratzki: No. At this time we could not, simply because the information is not available. You will

[Traduction]

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Domaratzki. Monsieur MacLellan.

M. MacLellan: Monsieur Jennekens, on a parlé récemment de la possibilité que le Canada achète des sous-marins nucléaires. On a même dit que, une fois que le gouvernement aura donné l'autorisation de les acheter, la Commission de contrôle de l'Énergie atomique n'aurait plus rien à voir dans cette affaire. Je comprends jusqu'à un certain point, mais je suis plutôt inquiet à l'idée de savoir que la Commission pourrait ne plus avoir de rôle à jouer. Si le Canada décidait d'acheter un sous-marin nucléaire, allez-vous au préalable conseiller le gouvernement au sujet des différentes questions de sécurité qui vont de pair, je suppose, avec les dimensions des bâtiments?

M. Jennekens: Monsieur MacLellan, je partage vos inquiétudes. Puis-je demander à M. Domaratzki de vous répondre?

M. Domaratzki: La loi définit très clairement les activités du ministère de la Défense nationale. La Loi sur le contrôle de l'Énergie atomique ne lie pas la Couronne, et par conséquent, ne lie pas non plus le ministère de la Défense nationale.

Cependant, il faut préciser que toutes les activités du ministère de la Défense nationale relevant du domaine nucléaire sont régies par la Commission de contrôle, en dépit de la loi. Le meilleur exemple que je pourrais vous donner, ce serait celui du réacteur Slowpoke de Kingston dont le propriétaire est le ministère de la Défense nationale. La construction et l'exploitation de la centrale sont régies par la Commission de contrôle. Je pourrais également vous donner d'autres exemples moins bien connus.

Nous aurons sans doute un rôle à jouer, et c'est pourquoi au cours des six derniers mois, les pourparlers qui ont eu lieu entre le ministère de la Défense nationale et la Commission de contrôle de l'énergie atomique ont été menés dans cette optique. Le ministère de la Défense nationale nous a fait savoir qu'il nous soumettrait son dossier sur les sous-marins nucléaires, pour fins d'approbation, si le gouvernement en autorisait l'achat. Nous nous attendons à ce que le ministère tienne sa promesse.

Pour l'instant, nous n'avons pas encore établi de protocole d'entente avec la Défense nationale ni défini le mandat que pourrait éventuellement avoir la Commission de contrôle de l'énergie atomique, car cela nous a semblé prématuré.

M. MacLellan: Seriez-vous en mesure de présenter une recommandation officielle au ministère de la Défense nationale, établissant les points forts et les points faibles de chaque catégorie ou taille de bâtiments?

M. Domaratzki: Non. Nous ne serions pas en mesure de le faire, car nous n'avons pas l'information en main.

[Text]

probably recognize that this is closely guarded commercial information, and at this time it is not available to us.

Mr. MacLellan: The Nuclear Liability Act is something that seems to be of concern to a great many people, mainly because of the limited liability for companies such as General Electric and Westinghouse, and the fact that the insurance companies actually refuse to insure possible parties who may suffer loss as a result of a nuclear accident. What exactly is the position? What position are these people in, frankly, with a possible accident?

• 0925

Mr. Jennekens: Madam Chairman, if I could call upon another colleague, Mr. R. W. Blackburn is the director of our Planning and Administration Branch and has been chairing an interdepartmental committee. The question is entirely valid, and as an organization we would very much appreciate the continued interest of this committee in this matter. As indicated by the questions, it is of absolute importance. Mr. Blackburn.

Mr. Robert W. Blackburn (Director, Planning and Administration Branch, Atomic Energy Control Board): Madam Chairman, the Nuclear Liability Act was passed in 1970. The purpose of that act was to provide compensation for injury and damage in the event of a nuclear incident. The act is based on the concept of absolute but limited viability for the nuclear plant operator. That liability is limited to \$75 million as prescribed in the act.

Some concern has been expressed—and I believe this is the basis of your question—about suppliers being exempt from that act. Indeed they are, but the liability is borne by the operator. The operator is absolutely liable. If a pump put into the station fails and causes an accident, and that pump was supplied by Westinghouse or whomever, it is the operator who is liable.

The public is covered no matter what the source of the accident. If it is a failure of suppliers' equipment, the public is covered by virtue of the absolute liability of the operator. If the claims exceed \$75 million, there is a mechanism whereby those claims may be resolved.

Mr. MacLellan: They have an umbrella coverage from the operator.

Mr. R. Blackburn: Yes.

Mr. MacLellan: On the 10-year limitation on liability, in your opinion can we be assured that any problems to health or safety can be apparent within that 10-year period? Is there a possibility some cause for liability and concern could arise after a 10-year period and not be covered by the act?

Mr. R. Blackburn: The act provides a 10-year limitation period, as Mr. MacLellan refers to. That is one of the issues currently being addressed by the Interdepartmental

[Translation]

N'oubliez pas que ces renseignements de nature commerciale sont confidentiels et que nous n'y avons donc pas accès.

M. MacLellan: La Loi sur la responsabilité nucléaire semble en inquiéter beaucoup, à cause de la responsabilité fort limitée qu'elle impose à des entreprises comme General Electric et Westinghouse, et parce que les compagnies d'assurances refusent d'assurer les parties intéressées qui pourraient subir des pertes lors d'un accident nucléaire. Quel recours pourrait avoir les parties intéressées, lors d'un accident éventuel?

M. Jennekens: Madame la présidente, puis-je céder la parole à un autre collègue, M. R.W. Blackburn, directeur de la Planification et de l'Administration et président du comité interministériel. C'est une question parfaitement justifiée, et comme organisme, nous serions très heureux de voir votre Comité continuer à s'intéresser au sujet. Comme l'indiquent les questions, c'est primordial. Monsieur Blackburn.

M. Robert W. Blackburn (directeur, Direction de la planification et de l'administration, Commission de contrôle de l'énergie atomique): Madame la présidente, c'est en 1970 qu'a été adoptée la Loi sur la responsabilité nucléaire. Cette loi prévoit une indemnisation dans l'éventualité de blessures et de dégâts provoqués par un accident nucléaire. C'est sur le concept de la responsabilité inconditionnelle mais limitée de l'exploitant d'une centrale nucléaire que repose la loi. En vertu de celle-ci, cette responsabilité se limite à 75 millions de dollars.

Certains se sont inquiétés—d'où votre question je crois—du fait que cette loi exclut les fournisseurs. C'est juste, mais c'est l'exploitant qui est la responsabilité inconditionnelle. Si la pompe d'une centrale tombe en panne entraînant un accident, même si la pompe a été fournie par Westinghouse ou quelqu'un d'autre, c'est l'exploitant qui est responsable.

Le public est protégé quelle que soit la raison de l'accident. Si c'est une panne de l'équipement du fournisseur, à cause de la responsabilité inconditionnelle de l'exploitant, le public est protégé. Si les demandes de remboursement dépassent les 75 millions de dollars, un autre mécanisme intervient.

M. MacLellan: L'exploitant a une couverture globale.

M. R. Blackburn: Oui.

M. MacLellan: En ce qui concerne la responsabilité limitée à 10 ans, à votre avis, est-on certain que tous les problèmes de santé et de sécurité apparaîtront au cours de cette période de 10 ans? Est-il possible qu'après cette période se manifestent des phénomènes assurables qui ne soient pas couverts par la loi?

M. R. Blackburn: La loi prévoit une période limite de 10 ans, comme le dit M. MacLellan. Et justement le groupe de travail interministériel se penche notamment

[Texte]

Working Group. It is a generally accepted fact that the latency period for radiation-induced cancer can be considerably longer than 10 years. It can be 30 years in some cases. The Interdepartmental Working Group is very much aware of that. We are making use of the medical information. That is one of the key issues being reviewed and we hope to be able to make a recommendation.

Mr. MacLellan: When would that recommendation be coming forward? Is that something which would be happening shortly?

Mr. R. Blackburn: We expect to have a report which would include that recommendation before the Atomic Energy Control Board, the five-member board, at its next meeting on June 17.

The Chairman: Thank you, Mr. MacLellan. Mr. Blaikie.

Mr. Blaikie: Madam Chairman, probably it would not do to discuss the Nuclear Liability Act without mentioning that this is a matter which may soon be before the courts. The Energy Probe in Toronto, with the support of the City of Toronto, has taken this matter of the Nuclear Liability Act to court. I am sure AECB must be aware of that.

It is not a question of the public being covered. One of the reasons why they are taking the act to court, so to speak, is because the public is only covered to the tune of \$75 million and there is no guarantee above and beyond that. What is the limit? The \$75 million is the limit and there is a provision for parliamentary action beyond that, but it cannot be guaranteed. Is that correct?

Mr. R. Blackburn: The act does limit the operators' absolute liability to \$75 million. For claims in excess of \$75 million, there is a mechanism which the act addresses as the Nuclear Damage Claims Commission. This is a commission that could be set up under the authority of the act to address those claims and to indeed make recommendations on the payment of those claims. The actual payment would be subject to a Governor in Council action.

• 0930

Mr. Blaikie: I wanted to ask you a question about board membership. In your presentation you referred to the recommendations of the Standing Joint Committee on Regulations and other Statutory Instruments. In a government response to those recommendations by Mr. Hnathyshyn, I remember seeing acceptance by the government of the suggestion that the membership on the board be more varied, that there be representatives from labour and presumably from other groups.

I realize that this is not totally your own responsibility. You are members of the board, you do not set up the board, but is there any progress being made towards

[Traduction]

sur cet aspect. Dans l'ensemble, il est reconnu que, dans le cas des cancers provoqués par la radiation, la période de latence peut dépasser de beaucoup les 10 ans. Dans certains cas, cette période est de 30 ans. Les membres du groupe de travail interministériel en sont très conscients. Nous examinons la documentation médicale. C'est l'une des principales questions que nous réévaluons et nous espérons pouvoir formuler une recommandation à ce sujet.

M. MacLellan: Quand? Bientôt?

M. R. Blackburn: Nous pensons présenter notre rapport, qui inclura cette recommandation, au conseil de la Commission de contrôle de l'énergie atomique, au conseil de cinq membres, à sa prochaine réunion le 17 juin.

La présidente: Merci, monsieur MacLellan. Monsieur Blaikie.

M. Blaikie: Madame la présidente, il ne faudrait sans doute pas parler de la Loi sur la responsabilité nucléaire sans mentionner qu'il en sera peut-être bientôt question devant les tribunaux. *Energy Probe* de Toronto, appuyée par la ville de Toronto, a demandé aux tribunaux de se prononcer en ce qui concerne la Loi sur la responsabilité nucléaire. Je suis persuadé que la CCEA est au courant.

Si l'on demande aux tribunaux de se prononcer au sujet de cette loi, ce n'est pas vraiment à cause de la couverture du public, mais parce qu'elle est limitée à 75 millions de dollars, et qu'au-delà le public est laissé sans protection. Quelle est la limite? Eh bien, c'est 75 millions de dollars et ensuite, il faut l'intervention du Parlement, ce dont on n'est pas assuré. N'est-ce pas?

M. R. Blackburn: La loi limite la responsabilité absolue de l'exploitant à 75 millions de dollars. Lorsque les demandes de réparation dépassent les 75 millions de dollars, la loi prévoit le recours à la Commission des réparations des dommages nucléaires. Il s'agit d'une commission créée aux termes de la loi en vue d'étudier les demandes et de formuler les recommandations sur leur paiement. Mais c'est le gouverneur en conseil qui doit initier le paiement comme tel.

M. Blaikie: Je voulais vous interroger au sujet de la composition du conseil d'administration. Dans votre exposé, vous avez mentionné les recommandations du Comité mixte permanent des règlements et autres textes réglementaires. Dans la réponse gouvernementale que M. Hnathyshyn faisait à ces recommandations, je me souviens d'avoir relevé que le gouvernement acceptait la suggestion qu'il fallait des membres au conseil de formation plus variée, des représentants syndicaux et, peut-on le supposer, des représentants d'autres groupes.

Je comprends fort bien que cela ne relève pas complètement de vous. Vous êtes les membres du conseil, ce n'est pas vous qui établissez la liste des membres;

[Text]

having a more widely representative board, and secondly, given the vast scope of the work you are responsible for, is any consideration being given to more full-time members of the board?

Mr. Jennekens: Madam Chairman, Mr. Blaikie has raised an extremely important matter. It goes back a long way. In the early days the views of successive governments were that a relatively small total membership of the board was quite adequate in the circumstances, for one reason, because the availability of people with some understanding of the field was rather limited. And as Mr. Blaikie has intimated, that is no longer a valid assumption.

When the government of the day introduced Bill C-14, the proposed Nuclear Administration Control Act, that act envisaged a very significant increase in the membership of the board: more full-time board members and also more part-time board members. As Mr. Blaikie has indicated, it was to be more representative of the various segments of our society, the various sectors, which would include not only the multi-disciplinary character of the current board—an extension of that—but certainly also different viewpoints, differing geo-political viewpoints.

Unfortunately, that bill died on the Order Paper. As a result of the initiatives of the current government in the regulatory reform strategy, a number of questions was asked in the context of Mr. Blaikie's question. We are endeavouring to respond to that. We have completed the first of a two-stage review.

The first stage basically concerns the board's character. Should it be a technically oriented organization, and solely restrict itself to technical matters, or should it have its mandate broadened? Our recommendation on that is that it should essentially be limited to the technical aspects of what we have currently been doing.

As I was mentioning to one of your colleagues, one long-time member of the board is Ms Sylvia Fedoruck, Chancellor of the University of Saskatchewan, Officer of the Order of Canada as of April 29, professor of oncology, and retired Director of Research for the Saskatchewan Cancer Foundation. For me, Sylvia is very indicative of the type of person we need on our board. She represents not only medical science, but also the western viewpoint, and we need more people like Sylvia.

Dr. Larkin Kerwin is an ex-officio member. He is the President of the National Research Council and a Companion of the Order of Canada. Two other members are professor R.J.A. (René) Lévesque, Vice-President of the University of Montreal, and Dr. Robert Farvolden. Their view is that the board membership should be expanded, initially by an increase in the number of part-time members, who could bring in these various viewpoints and aspects Mr. Blaikie has referred to.

[Translation]

toutefois j'aimerais savoir s'il y a eu des progrès d'abord pour élargir la représentation et deuxièmement, vu l'envergure des travaux dont vous êtes responsables, a-t-on songé à augmenter le nombre de membres à plein temps du conseil?

M. Jennekens: Madame la présidente, M. Blaikie soulève là un aspect extrêmement important. Cette histoire remonte à il y a longtemps. Au début, les gouvernements qui se sont succédés étaient d'avis que vu les circonstances, le peu de spécialistes dans le domaine justifiait un petit nombre de membres au conseil. Comme l'a laissé sous-entendre M. Blaikie, cette hypothèse n'est plus fondée.

Lorsque le gouvernement au pouvoir a présenté le projet de loi C-14, le projet de loi sur le contrôle de l'administration nucléaire, il y envisageait une augmentation considérable du nombre de membres du conseil: un plus grand nombre de membres à plein temps et à temps partiel aussi. Comme l'a dit M. Blaikie, divers segments de notre société, divers secteurs devaient y être représentés non seulement sur le plan multi disciplinaire comme c'est le cas du conseil actuel—mais englobant aussi des opinions différentes, des opinions géopolitiques différentes.

Malheureusement, le projet de loi est resté au Feuilleton. Suite aux initiatives du gouvernement actuel en matière de réforme de la réglementation, de nombreuses questions ont été soulevées semblables à celles que pose aujourd'hui M. Blaikie. Nous tentons d'y répondre. Nous avons terminé la première de deux étapes de notre réévaluation.

La première étape consistait essentiellement à examiner le caractère du conseil. Doit-il être axé sur la technique, et se limiter aux questions techniques ou doit-il élargir son mandat? Nous recommandons que le conseil continue essentiellement à se limiter comme il le fait maintenant aux aspects techniques.

Comme je l'ai dit à l'un de vos collègues, M^{me} Sylvia Fedoruck, chancelier de l'Université de la Saskatchewan, nommée chevalier de l'Ordre du Canada le 29 avril, professeur d'oncologie et ancienne directrice de la recherche de la Fondation du cancer de la Saskatchewan et membre du conseil depuis longtemps. À mon avis, M^{me} Fedoruck est un bon exemple du genre de personne dont nous avons besoin au conseil. Non seulement représente-t-elle la médecine, mais également l'opinion de l'Ouest et il nous faudrait un plus grand nombre de membres comme Sylvia.

Le docteur Larkin Kerwin est membre d'office. Il est le président du Conseil national de recherche et compagnon de l'Ordre du Canada. Il y a ensuite le professeur R.J.A. (René) Lévesque, vice-président de l'Université de Montréal et le docteur Robert Farvolden. Ils sont d'avis qu'il faut augmenter le nombre de membres, d'abord en augmentant le nombre de membres à temps partiel qui pourraient justement exprimer des points de vue et des aspects variés dont parle M. Blaikie.

[Texte]

Our second-phase study is under way, and that, too, will be submitted to the board, probably about the early part of the fall of this year, and then subsequently to our designated Minister.

• 0935

Mr. Blaikie: On another matter, one of the things which I suppose has been more characteristic of the Canadian nuclear industry than the nuclear industry in a great many other western countries has been the degree of public ownership and direct government involvement in the whole nuclear program. It seems to me, even though it is no secret that I am a critic of the nuclear industry in Canada, that this has been a good example of well-run public sector activity. I wonder whether AECB has any concerns about the plans by the current government to privatize Radiochemical and Medical Products Division of AECL, and whether or not you see any dangers to the overall well-being and integrity of the nuclear industry, which has been so homogeneously publicly owned up until the present. What is your view of this, or are you entitled to have one on it?

Mr. Jennekens: Madam Chairman, Mr. Blaikie has fortunately answered the question for me. We are not entitled to have a view on that matter. There are though, I think, certain aspects of Mr. Blaikie's question that deserve an answer.

Let me give you an example of external dosimetry; the measurement of the doses of ionizing radiation that are received by persons who are working in the nuclear industry. It is not only the nuclear power industry. I am not sure if Mr. Blaikie was here when I was reading the prepared statement, but the nuclear power industry, as he has correctly outlined, is essentially limited to two large and one medium-sized public utilities. However, all the others—the nuclear medicine, the industrial, the agricultural, the educational, the research aspects—have a very heavy preponderance of the private sector.

In the United States there is no national dosimetry program or system, and those persons engaged in various nuclear activities involving exposure to ionizing radiation may call upon the services of private enterprise; in fact, in the United States and in other countries, they have a whole host of dosimetry services. They have had difficulty in that country and other countries in maintaining at least a consistent and continuing standard of acceptable dosimetry.

There are other examples like that. Let me just mention one other thing. The success of the CANDU electric nuclear generating system in this country and in other countries—the Wilson reactor in Korea has had a very excellent record of service—is due to this combination that Mr. Blaikie referred to, of a very large, very technically competent public utility, Ontario Hydro, with the federal government and with private industry.

If you look at examples, again in other countries, you find that this has not been the case. The two accidents that

[Traduction]

La deuxième étape de notre enquête est en cours. Nous la présenterons au conseil vers le début de l'automne de cette année et ensuite à notre ministre responsable.

M. Blaikie: Sur un autre sujet, je suppose que l'industrie nucléaire canadienne se distingue de celle d'un grand nombre d'autres pays occidentaux par le niveau de propriété publique et de participation gouvernementale directe. Il me semble, même si je suis le critique officiel de mon parti en ce qui concerne l'industrie nucléaire au Canada, que voici un bon exemple d'une activité bien administrée du secteur public. Je me demande si la CCEA s'inquiète des plans du gouvernement actuel visant à privatiser la Division des produits médicaux et radiochimiques de l'AECL. J'aimerais savoir si vous voyez là le moindre risque à notre bien-être général et à l'intégrité de l'industrie nucléaire dont la propriété publique a, jusqu'à présent, été si homogène. Qu'en pensez-vous, avez-vous le droit d'avoir une opinion à ce sujet?

M. Jennekens: Madame la présidente, M. Blaikie a eu la bonne idée de répondre à ma place. Nous n'avons pas le droit d'avoir une opinion sur cette question. Cependant, je crois que certains aspects de la question de M. Blaikie méritent qu'on en parle.

Permettez-moi de vous donner en exemple la dosimétrie externe; il s'agit de calculer le taux d'exposition aux rayonnements ionisants des personnes qui travaillent dans l'industrie nucléaire. Pas uniquement dans les centrales nucléaires. Je ne sais pas si M. Blaikie était ici lorsque j'ai lu mon exposé, mais les centrales nucléaires se limitent essentiellement, comme il l'a dit précisément, à deux grandes et à une moyenne entreprises publiques. Mais, dans tous les autres secteurs... la médecine nucléaire, l'industrie nucléaire, l'agriculture, l'éducation, la recherche... c'est surtout le secteur privé qui prédomine.

Aux États-Unis, il n'y a aucun programme ou système national de dosimétrie et ceux qui travaillent dans les divers secteurs de l'industrie nucléaire où ils sont exposés aux rayonnements ionisants doivent faire appel aux services de l'industrie privée; en fait, aux États-Unis et dans d'autres pays, il y a une panoplie de services de dosimétrie. Toutefois, on y éprouve des difficultés, et dans d'autres pays aussi, à appliquer une norme qui soit au moins uniforme et semblable.

Il y a d'autres exemples semblables. Permettez-moi toutefois de mentionner encore une chose. Le succès du réacteur CANDU au Canada et dans d'autres pays... le réacteur Wilson en Corée a une excellente fiche de service... est attribuable à cette association dont parlait M. Blaikie, celle d'une très grande et très compétente compagnie d'utilité publique, sur le plan technique, l'Hydro-Ontario, au gouvernement fédéral et à l'industrie privée.

Si l'on songe à des exemples, ici encore dans d'autres pays, on se rend compte que ce n'est pas toujours le cas.

[Text]

have been referred to in this meeting occurred in the two countries that claim for themselves world leadership in the fields of science and technology. That is not the way in which I and others would describe or characterize the matter. In fact, I think this country, along with Finland, Sweden, Switzerland, and France, have all had an absolutely exemplary nuclear power system, and it is not because those countries have had free reign of private enterprise. When you look at those countries you will find that there has been a very high dominance of the government factor. That, sir, I think, is probably as far as I should go.

The Chairman: Thank you, Mr. Blaikie. Mr. Gagnon.

Mr. Blaikie: Excuse me for a second, Mr. Gagnon. I am sorry, but I have another committee sitting upstairs that I have to be at, so my apologies to the committee for just coming in and running, but I cannot be in two places at the same time.

• 0940

Mr. Gagnon: Is there any cost recovery in any of your programs?

Mr. R. Blackburn: Madam Chairman, Mr. Gagnon, we are examining the feasibility of cost recovery on the Atomic Energy Control Board. We have a study currently under way that will examine feasibility, timing mechanisms and impacts. That study is being prepared at the request of Treasury Board.

Mr. Gagnon: When do you expect this study to be completed?

Mr. R. Blackburn: Mr. Chairman, the study is well advanced. We expect to be able to table it with our board and our Minister and indeed Treasury Board probably by late June of this year.

Mr. Gagnon: Have you had a look at the Energy Resources Conservation Board in the province of Alberta to see what they do in cost recovery?

Mr. R. Blackburn: We are aware of some of the initiatives at a provincial level in western Canada, yes.

Mr. Gagnon: It seems to me it is certainly a worthwhile endeavour to be raising the money from the users. I am glad to hear that your study is well under way.

Can you tell us if the SLOWPOKE in Whiteshell has received a licence for start-up?

Mr. Domaratzki: The simple answer is no, not yet. There has not been a licence issued that would permit loading of fuel into that reactor, but we do expect that this will be issued soon. Soon may be a week, soon may be a month, but we are talking soon.

Mr. Gagnon: Some of us had a most interesting trip out to Whiteshell to see the facilities and I am very interested with your test disposal site and the fantastic engineering

[Translation]

Les deux accidents, dont il a été question ici aujourd'hui, se sont produits dans deux pays qui se considèrent chefs de file mondiaux dans le domaine de la science et de la technologie. Or, ce n'est pas ainsi que je les décrirais ou que je les caractériserais et d'autres non plus. En fait, je crois que le Canada, de même que la Finlande, la Suède, la Suisse et la France sont tous dotés de systèmes nucléaires parfaitement exemplaires et ce n'est pas parce que, dans ces pays, on a laissé la bride sur le cou à l'entreprise privée. Si vous examinez le cas de ces pays, vous constaterez que le gouvernement y a joué un rôle prédominant. Voilà, en fait, monsieur, tout ce que je devrais probablement dire à ce sujet.

La présidente: Merci, monsieur Blaikie. Monsieur Gagnon.

M. Blaikie: Excusez-moi un instant, monsieur Gagnon. Je m'excuse, mais je dois me rendre à une autre réunion de comité au-dessus et, donc, je m'excuse de partir ainsi à la sauvette, mais il m'est impossible d'être à deux endroits en même temps.

M. Gagnon: Vos programmes sont-ils offerts avec recouvrement des coûts?

M. R. Blackburn: Monsieur Gagnon, nous sommes en train d'étudier les possibilités de réalisation du recouvrement des coûts à la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Actuellement, on est en train de préparer une étude de faisabilité, qui porte aussi sur l'échéancier et les incidences. C'est le Conseil du Trésor qui a demandé cette étude.

M. Gagnon: Quand sera-t-elle terminée?

M. R. Blackburn: L'étude est déjà bien engagée. Nous prévoyons de la remettre à la Commission, à notre ministre et au Conseil du Trésor à la fin du mois de juin prochain.

M. Gagnon: Vous êtes-vous intéressé à ce que faisait la Commission de conservation des ressources énergétiques pour le recouvrement des coûts en Alberta?

M. R. Blackburn: Nous sommes au courant de certaines initiatives provinciales dans l'ouest du Canada, en effet.

M. Gagnon: Il me semble que c'est une entreprise tout à fait louable car on perçoit de l'argent auprès des usagers. Je suis content d'apprendre que votre étude est bien engagée.

Pouvez-vous me dire si le SLOWPOKE de Whiteshell a reçu un permis de lancement de projet?

M. Domaratzki: Non, pas encore. Il n'y a pas encore de permis pour charger du combustible dans un réacteur mais nous nous attendons à ce qu'il y en ait un sous peu. Quand je dis sous peu, je veux dire dans une semaine peut-être ou dans un mois. Ce sera bientôt.

M. Gagnon: Certains d'entre nous avons fait un voyage fort intéressant à Whiteshell pour visiter les installations et je m'intéresse vivement à votre terrain d'essai pour

[Texte]

and amount of geological engineering going into testing those facilities, as well as the SLOWPOKE.

Food irradiation, there is quite a concern by some of my constituents that when you irradiate a food somehow some of the radioactivity stays there. Would you explain to the committee and for the public record what kind of radiation is used and what the effects are, short term and long term?

Mr. Jennekens: Certainly, Madam Chairman, may I introduce another colleague, Mr. W. David Smythe. His directorate is involved in all licensing and compliance activities other than research reactors, power reactors and accelerators.

Mr. W. David Smythe (Director General, Directorate of Fuel Cycle and Materials Regulation, Atomic Energy Control Board): Mr. Gagnon, food irradiation has been under investigation for 30 years, I think. The method most commonly pursued in Canada is the irradiation with Cobalt-60. This is a radioactive material which emits gamma rays and although it is also possible to irradiate food with other types of irradiation, one of which is produced by a linear accelerator, in both cases there is no possibility of the radioactive material contaminating the food, nor is there any possibility of the induction of radioactive material in the food.

The technology of what happens to the food is the responsibility of the Department of National Health and Welfare. It is their responsibility to rule on whether or not that particular method of food preservation is acceptable. The Atomic Energy Control Board would be responsible if there were a proposal to use Cobalt-60 for this purpose and possibly if a linear accelerator were used. But the board's responsibility would be limited to the safe operation of the facility rather than the question of whether or not the food was acceptable for human consumption.

• 0945

Mr. Gagnon: On page 17, you list the number of workers receiving radiation exposure in excess of statutory limits. Do you have the figures available for 1986?

Mr. Jennekens: Madam Chairman, the numbers for 1986 are in the current draft of our annual report for the fiscal year ending March 31. That document will be tabled in Parliament in June. We can certainly, in the interim, obtain the numbers Mr. Gagnon has asked for and communicate those through Miss Savage, if that would be acceptable.

If I could just mention, that particular table on page 17 is for the uranium mining industry, and my recollection of the drafts indicate there is a very small number of those who have exceeded the exposures. But we will confirm that in writing through your clerk.

[Traduction]

l'évacuation et aux formidables travaux de génie géologique qui sont en cours pour l'essai de ces installations, de même qu'à SLOWPOKE.

Certains de mes électeurs s'inquiètent vivement de l'irradiation des aliments car ils pensent que les aliments ainsi traités retiennent une certaine radioactivité. Pouvez-vous expliquer aux membres du Comité et au public quel genre de radiation intervient et quels en sont les effets à court et à long termes?

M. Jennekens: Volontiers. Madame la présidente, je voudrais vous présenter un autre collègue, M. W. David Smythe. La direction dont il s'occupe surveille toutes les activités de respect du règlement et d'octroi de permis autres que celles qui intéressent les réacteurs de recherche, les réacteurs servant à la production d'électricité et les accélérateurs.

M. W. David Smythe (directeur général, Autorisation du cycle de combustible et des matériaux, Commission de contrôle de l'énergie atomique): Monsieur Gagnon, il y a trente ans que l'on étudie l'irradiation des aliments. Au Canada, la méthode utilisée le plus couramment est celle qui fait intervenir le Cobalt-60. Il s'agit d'un matériau radioactif qui émet des rayons gamma et, même s'il est possible d'irradier les aliments avec d'autres types d'irradiation, notamment grâce à un accélérateur linéaire, dans les deux cas il est exclu que des matériaux radioactifs contaminent les aliments, et il n'est pas possible de faire pénétrer de la radioactivité dans les aliments.

La technologie concernant le résultat de ce procédé relève du ministère de la Santé nationale et du Bien-être social. C'est ce ministère qui a pour responsabilité de déterminer quelles sont les méthodes acceptables de préservation des aliments. La Commission de contrôle de l'énergie atomique aurait une responsabilité si on se proposait d'avoir recours au Cobalt-60 à cette fin et si l'on utilisait éventuellement un accélérateur linéaire. Toutefois, la responsabilité de la Commission se bornerait à l'utilisation sécuritaire des installations et nous ne nous prononcerions pas sur la question de savoir si la nourriture est propre à la consommation.

M. Gagnon: A la page 17, vous donnez la liste des employés qui reçoivent des radiations dépassant les limites prescrites par la loi. Avez-vous des chiffres pour 1986 à cet égard?

M. Jennekens: Madame la présidente, on trouve les chiffres de 1986 dans notre projet de rapport annuel pour l'exercice financier se terminant le 31 mars. Ce rapport sera déposé au Parlement au mois de juin. Entre-temps, nous pouvons certainement fournir ces chiffres à M. Gagnon par l'intermédiaire de M^{lle} Savage.

Permettez-moi de vous dire que ce tableau de la page 17 concerne l'extraction de l'uranium et, si je me souviens bien, il n'y a qu'un petit nombre de travailleurs qui soient exposés à des radiations dépassant la limite. Je vous confirmerai cela par écrit toutefois.

[Text]

The Chairman: Please do, Mr. Jennekens.

Mr. Gagnon: Madam Chairman, I guess I am concerned that there seems to be a growing number of exposures in the nuclear power reactors, going from basically 0-11, doubling to 2, and then doubling again in 1985 to 4. An alarming trend there: small in numbers, but certainly quite a progression. But a very large number in the radioisotopes area. Possibly you could comment on both those items.

Mr. Jennekens: Perhaps we could answer this in two parts, because there is a separate reason for the nuclear power reactors. Mr. Domaratzki can answer the first question.

Mr. Domaratzki: I am going by memory, which we will confirm, but my recollection is, in the fiscal year just ended, the over-exposures for nuclear power reactors is either one or zero, and I have forgotten which it is.

Mr. Jennekens: Perhaps we should add that in 1984 and 1985 there were some very extensive operations under way at the Pickering generating station—the re-tubing of units number one and two. That is a factor which needs to be taken into account. Perhaps we could provide some additional information on the exposures as a result of that re-tubing operation. I think that would be appropriate.

Mr. Smythe: The number of over-exposures in the radioisotope area is largely concentrated in an industry called radiography. This is the use of radioactive material and the radiation from it to examine structural steel, steel used in the petrochemical industry. It is a form of X-ray.

The variation, if there was any single cause, is probably related to the cycle of activity in the petrochemical industry. This particular activity is undertaken under difficult physical conditions, often in remote areas under difficult climatic conditions, and it habitually is an area where high exposures have been experienced.

Several years ago, we passed a special set of regulations which were intended to improve the situation, and we continue to work closely with the industry to try to reduce this number.

The Chairman: Thank you, Mr. Gagnon. Mr. Porter.

Mr. Porter: Thank you, Madam Chairman. First of all, Dr. Jennekens, may I welcome you here today and extend to you certainly best wishes as you move on to your new challenges.

• 0950

You have outlined a number of the areas in respect to the licensing, and I think you have indicated in your presentation there were over 5,300 licences with quite a number more expected; up to 6,400, I believe, indicated in

[Translation]

La présidente: Très bien, monsieur Jennekens.

M. Gagnon: Il semble que le nombre des gens exposés aux radiations des réacteurs nucléaires producteurs d'électricité augmente, et qu'il serait d'abord passé de 0-11, à 2, puis aurait encore doublé en 1985 pour atteindre 4. Il y a là une tendance alarmante. Même si les chiffres ne sont pas élevés, il y a toute une progression. Je constate qu'un grand nombre de ces personnes travaillent dans le secteur des radio-isotopes. Pouvez-vous nous donner des explications.

M. Jennekens: Nous pouvons vous donner une réponse en deux volets car il y a une raison distincte dans le cas des réacteurs nucléaires qui produisent de l'électricité. M. Domaratzki répondra à la première question.

M. Domaratzki: De mémoire, et je peux vous confirmer cela, au cours de l'exercice financier qui vient de se terminer, on constate que le nombre de personnes exposées à des radiations dépassant la limite en ce qui concerne les réacteurs nucléaires producteurs d'électricité était soit d'un ou de zéro, et je ne me souviens plus avec précision.

M. Jennekens: Il faudrait peut-être ajouter pour 1984 et 1985, la station de Pickering a fait l'objet de travaux intensifs, car on a remplacé les tubes des unités un et deux. C'est un facteur dont il faut tenir compte. Nous aurons peut-être des renseignements supplémentaires à vous fournir par suite des travaux de remplacement des tubes. Je pense que cela s'impose.

M. Smythe: Les personnes d'exposées à des radiations dépassant la limite dans le cas des radio-isotopes travaillent essentiellement un secteur que l'on appelle la radiographie. Il s'agit de l'utilisation de matériaux radioactifs et de radiations pour étudier l'acier de structure, celui que l'on utilise dans l'industrie pétrochimique. C'est une forme de rayon-x.

A supposer qu'il y ait une cause principale, la variation serait sans doute due au cycle de l'activité de l'industrie pétrochimique. Cette activité a lieu dans des conditions matérielles difficiles, souvent dans des régions éloignées, au climat rude, et c'est dans ces cas-là que l'on a pu constater des degrés d'exposition élevés.

Il y a plusieurs années, nous avons adopté des règlements spéciaux qui visaient à améliorer la situation et nous continuons de travailler en étroite collaboration avec les gens du secteur pour rabaisser ce chiffre.

La présidente: Merci, monsieur Gagnon. Monsieur Porter.

M. Porter: Merci, madame la présidente. Monsieur Jennekens, je vous souhaite la bienvenue et à cela j'ajoute tous mes vœux au moment où vous allez occuper de nouvelles fonctions.

Vous avez décrit certains secteurs qui feraient l'objet d'un octroi permis et vous avez dit dans votre exposé qu'on avait déjà donné 5,300 permis et qu'il y en aurait d'autres encore. Cette année, vous vous attendez à ce que

[Texte]

the coming year and certainly for a wide variety of uses, as you and other officials have indicated. I think you also indicated in your comments the demands for relaxation of the requirements and on the other hand, I guess, from labour for increased vigour in the licensing process. Could you or some of your officials perhaps walk us through the procedure?

I know they will probably be different for various uses of licences, but could you outline from the application form what happens, how they establish the regulations, what types of inspections are made, and in your view, do we have adequate protection for the public under this wide variety of circumstances under which licences are issued.

Mr. Jennekens: Mr. Chairman, Mr. Porter has raised a subject which really, to be addressed properly, would require considerable time and effort. Perhaps I could try to do a little thumb-nail sketch of the matter.

He had mentioned that in particular, each different application of a radio-nuclide or radioisotope requires an assessment of what is involved. The vast majority of our licences are radioisotope licences and in submitting an application for a licence, a fairly appreciable amount of information is required.

In response to a question from Mr. Gagnon, Mr. Domaratzki said that we were on the verge of finalizing our consideration of the licence for the SLOWPOKE demonstration reactor and mentioned the importance of information. Similarly he mentioned, in response to Mr. MacLellan's question on the situation with respect to nuclear submarines, that one of the important questions in the matter is the extent of information available.

For a radioisotope application for radiography purposes, such as Mr. Smythe has mentioned, the amount of information is not all that extensive. It is evidence to confirm that the individuals who will be using the radiography units have the necessary training, that they have passed the required examinations, and these are now examinations that we set. Previously they were set by others.

For applications involving the processing of radioactive materials, the amount of information we require is considerably greater. Again, we are looking for confirmation that the applicant has the necessary competence in terms of personnel, that the applicant has the necessary facilities, and that the applicant has also demonstrated its understanding of the overall importance of occupational and public health and safety and environmental protection, so those are things we look for.

Mr. Porter has also referred to the question of regulations. Well, our first regulations were issued in 1947 and they were very, very skimpy. They dealt almost entirely with personnel and physical security. It was not until 1960, for example, that you saw anything in our regulations about health and safety, and this came about as

[Traduction]

ce chiffre atteigne 6,400 et cela va toucher toute une gamme d'usagers, ce que certains autres de vos collègues ont confirmé. Vous avez également parlé de la demande pour le relâchement des exigences mais, d'autre part, vous envisagez une recrudescence du processus d'octroi des permis. Pouvez-vous nous donner des détails sur la procédure à suivre?

Je ne doute qu'elle sera sans doute différente suivant les usages auxquels sont destinés les permis mais pouvez-vous nous dire ce qui se passe à partir du moment où une feuille de demande est remplie, où l'on fait intervenir les règlements, où les inspections sont faites, et ajouter si, à votre avis, le public est assez bien protégé compte tenu de toute la gamme des conditions qui aboutissent à l'octroi d'un permis.

M. Jennekens: Monsieur Porter, le sujet que vous avez soulevé, si on voulait le traiter comme il se doit, exigerait beaucoup de temps et d'efforts. Je vais toutefois essayer de résumer.

J'ai dit notamment que chaque demande concernant un radionuclide ou un radio-isotope exigeait une évaluation. La grande majorité des permis que nous donnons sont des permis de radio-isotopes et au moment où la demande est déposée, elle doit être accompagnée d'un grand nombre de renseignements.

En réponse à une question de M. Gagnon, M. Domaratzki a dit que nous étions sur le point de terminer notre étude de la demande relative à SLOWPOKE qui est un réacteur d'essai et il a ajouté que les renseignements fournis étaient d'une grande importance. De plus, en réponse à une question de M. MacLellan sur la situation des sous-marins nucléaires, il a encore affirmé que les renseignements fournis étaient fondamentaux.

Quand il y a une demande pour un radio-isotope à des fins de radiographie, dont M. Smythe a parlé, les renseignements demandés ne sont pas très nombreux. Il suffit que l'on nous confirme que les gens qui se serviront des unités de radiographie ont la formation nécessaire, qu'ils ont subi les examens avec succès, et désormais, c'est nous qui préparons ces examens. Auparavant, ce n'était pas le cas.

Les demandes qui visent à la transformation de matières radioactives exigent une quantité de renseignements bien plus grande. Encore une fois, il nous faut la confirmation que le candidat a la compétence nécessaire du point de vue de son effectif, qu'il a les installations nécessaires et qu'il a fait la preuve qu'il comprend l'importance des mesures de sécurité au travail et de santé publique de même que des mesures de protection de l'environnement. Ce sont donc les éléments qui comptent pour nous.

M. Porter a aussi parlé de la question des règlements. Nos premiers règlements ont été établis en 1947 et ils étaient très minces. Il s'agissait presque uniquement de préoccupations pour la sécurité du personnel et du matériel. Il a fallu attendre 1960 pour que nos règlements fassent intervenir la santé et la sécurité, et nous avons agi

[Text]

a recommendation of the then Dominion Council of Health.

The next major step in our regulations was 1974. As Mr. Porter has indicated, I mentioned in the opening remarks that we are in the process right now of coming out with what we call the consolidation of our regulations and we are encountering, to be perfectly honest with you, some difficulty in the matter.

We had, I believe, a very successful activity involving labour, government—provincial and federal—and industry in the development of a set of regulations, the Uranium and Thorium Mining Regulations. The Atomic Control Board made—and that is the verb we use—those regulations last June. Those regulations have not been promulgated.

There are differing views, and Mr. Porter has raised in particular the point I mentioned in the opening statement about a demand or a request from industry to reduce the stringency, reduce the rigour of the application, and that is a perfect example. The uranium mining industry has essentially asked for an eleventh-hour reconsideration of those regulations.

For me, it is much to our consternation because these are regulations which, as far as I am concerned, having been prepared by labour, government and industry, really reflect a commonality of view of what should be applied.

• 0955

When we have an application for something, for example, like the Armand Frappier AECL enterprise in Quebec, again, as Mr. Smythe has indicated, from our standpoint that has nothing to do with the product; it is solely to do with the public and occupational health and safety aspects and environmental protection aspects. I am not sure that is the proper thumbnail sketch, Mr. Porter.

Mr. Porter: Thank you very much. Maybe I could follow up a bit on that. With the obvious increase we are seeing and the variety of uses, do you feel there is enough public awareness of the hazards that could be involved? I see in some of the articles you have the various levels of dosages that people could expect. I think the symbol you have on radioactive material, the average person probably would not recognize it if he did see it.

On the transportation of radioactive material or waste, do you feel there is a large enough knowledge in the public to be aware of some of the hazards? Do you feel at this point in time there are hazards that should be of concern to the general public? We have the odd incident I guess of the transportation of material where I think the public could have perhaps been better informed.

Mr. Jennekens: Madam Chairman, that is a very valid question. The short answer in terms of general public knowledge and understanding is no. There are

[Translation]

sur une recommandation du Conseil de la santé du Dominion de l'époque.

L'autre bond en avant dans nos règlements s'est produit vers 1974. Comme M. Porter l'a rappelé, j'ai dit dans mon exposé que nous sommes sur le point de terminer l'homologation de nos règlements et, en toute franchise, cela nous cause des difficultés.

Nos efforts de consultation avec les représentants des syndicats, des gouvernements provinciaux et fédéral, et de l'industrie ont abouti à des règlements, à savoir les règlements sur l'extraction de l'uranium et du thorium. La Commission de contrôle de l'énergie atomique a fait, car c'est là le terme que nous utilisons, ces règlements au mois de juin dernier. Ces règlements n'ont pas encore été promulgués.

Il y a des divergences d'opinions et M. Porter a eu raison de rappeler ce que j'ai dit dans mon exposé concernant une demande de l'industrie, visant à réduire les exigences, les formalités de demande, et vous en avez là un exemple. L'industrie de l'extraction d'uranium nous a demandé essentiellement de revoir les règlements à la dernière minute.

Quant à moi, cela m'a renversé car ce sont des règlements qui, de mon point de vue, ont été préparés par les représentants des syndicats, du gouvernement et de l'industrie, et qui témoignent du point de vue commun qui doit prévaloir.

Quand nous recevons une demande, par exemple de l'entreprise de l'EACL Armand Frappier au Québec, nous l'étudions, comme l'a rappelé M. Smythe, d'un point de vue qui n'a rien à voir avec le produit. Nous nous intéressons uniquement aux aspects qui concernent la sécurité du public et l'hygiène au travail de même qu'aux aspects de protection de l'environnement. Je ne sais pas si j'ai bien résumé la situation, monsieur Porter.

M. Porter: Merci beaucoup. J'aurais des questions complémentaires. Il y a intensification et diversification des usages. Pensez-vous que le public soit suffisamment au courant des dangers potentiels? Je constate, dans les articles que vous nous avez fournis, que vous parlez des divers niveaux auxquels la population peut s'attendre. Il y a le symbole que l'on appose sur la matière radioactive mais l'homme de la rue ne le reconnaît sans doute pas, même s'il le voit.

Pour ce qui est du transport de la matière radioactive ou des déchets radioactifs, pensez-vous que le grand public est assez au courant des dangers? Pensez-vous qu'il existe actuellement des dangers dont le grand public devrait s'inquiéter? Il y a eu des accidents lors du transport de matières radioactives et je pense que le public aurait eu intérêt à être mieux renseigné.

M. Jennekens: Madame la présidente, c'est une très bonne question. Je peux vous dire brièvement que le grand public n'est pas assez au courant. Il y a des lacunes

[Texte]

inadequacies in that area. It is very unfortunate really, because the general level of public knowledge about any material that is toxic, anything of a chemical toxicity as well as radio-toxicity, is generally not sufficiently well understood. It is very unfortunate that for purposes that I consider contrary to the public interest, various persons—and I use that in the legal sense, individuals and organizations—really contrary to the public interest utilize that lack of understanding for whatever purpose they have in mind.

It has raised the public consciousness about materials that definitely are radio-toxic, there is no question about that; but the relative toxicity of those materials as compared to others is an entirely different matter. Gradually, as a result of the efforts of a number of both private and government organizations, this general awareness to which Mr. Porter refers is improving, but it is really going to take a much more concerted effort than we have managed to put together so far. I say "we", meaning collectively.

The Vice-Chairman: Thank you, Mr. Porter. Mr. MacLellan, any further questions?

Mr. MacLellan: I am just concerned about one aspect of safety in the nuclear reactors, and that has to do with batteries used in the safety systems, that perhaps the batteries really are not strong enough and do not have the life they should have. Have you found any problems in that regard?

Mr. Jennekens: Mr. MacLellan has raised another important question. Once again, perhaps Mr. Domaratzki could respond to that. I will ask him in his response to deal with the four classes of electric power supply in a nuclear power station.

Mr. Domaratzki: It is necessary to recognize that batteries are in fact the last stand on the electrical scene. There is normal power generated in the station itself and from the grid that normally looks after all the electrical requirements. In the event of problems in that area, there are either diesel generators or combustion turbines that will supply power. In the event that those go down, you then rely on batteries, which either can provide you with direct current or alternating current.

So if everything is going wrong, it is very important that those batteries work. There has been a lot of discussion about that. Questions have been raised by an individual in the Bruce site in particular. I think we have looked at the question about four different times.

• 1000

There is no doubt that batteries have to be tested and checked in service all the time, and all nuclear power stations have routines to make sure the batteries are capable of doing the required job. There is also no doubt that batteries deteriorate with time and have to be replaced, and there are standards to tell you how you should test batteries and when you should get rid of them. The programs in place in all the nuclear power stations detect deterioration of batteries and indicate when to

[Traduction]

de ce côté-là. C'est malheureux car en général on ne comprend pas assez bien ce que signifie une matière toxique, que ce soit une toxicité chimique ou radioactive. Il est malheureux de constater que, poursuivant des objectifs contraires à l'intérêt public, diverses personnes, et cela signifie des particuliers comme des organisations, profitent de ce manque de compréhension pour atteindre leurs fins.

Le public a donc pris de plus en plus conscience des dangers des matières qui sont radioactives et toxiques, c'est indéniable. La toxicité relative de ces matières par rapport à d'autres est une question totalement différente. Petit à petit, grâce aux efforts d'organisations privées et gouvernementales, les choses s'améliorent et le public est davantage sensibilisé. Il faudra toutefois un effort concerté plus intense que celui que l'on a fourni jusqu'à présent. Quand je dis « nous », je parle de la collectivité.

Le vice-président: Merci, monsieur Porter. Monsieur MacLellan, avez-vous d'autres questions?

M. MacLellan: Il y a un aspect de la sécurité des réacteurs nucléaires qui m'inquiète. Il s'agit des piles utilisées dans le système sécuritaire et je me demande si elles sont assez fortes et si elles durent le temps nécessaire. Y a-t-il eu des problèmes à cet égard?

M. Jennekens: Monsieur MacLellan, c'est aussi une question importante. M. Domaratzki pourra peut-être vous répondre. Je lui demanderai de parler dans sa réponse des quatre types d'approvisionnement en énergie électrique dans une station nucléaire.

M. Domaratzki: Il est nécessaire de reconnaître que les piles sont le dernier recours du point de vue électrique. Il y a l'énergie électrique produite par la station elle-même et par le réseau qui de façon normale répond aux besoins en électricité. S'il y avait des problèmes de ce côté-là, il y a la possibilité soit de génératrices au diesel ou de turbines de combustion. S'il y a des pannes de ce côté-là, on se rabat sur les piles, qui peuvent fournir soit un courant continu ou un courant alternatif.

Si tout va mal, il est très important que l'on puisse compter sur les piles. On a beaucoup parlé de cette question et plus particulièrement dans le cas de la station de Bruce. Nous avons analysé la question à quatre reprises.

Évidemment, il faut vérifier les piles constamment et toutes les stations nucléaires qui produisent de l'énergie électrique font une inspection routinière pour voir si les piles sont en bon état. Les piles se détériorent avec le temps et on doit les remplacer. Il existe des normes qui indiquent comment on doit faire la vérification des piles et quand on doit les remplacer. Les programmes prévus dans toutes les stations nucléaires permettent de dépister les piles détériorées et d'établir quand il faut les

[Text]

replace them, and batteries have been replaced in nuclear power stations because of those indications.

It is not much different than the battery in my car which starts telling me that it is not quite up to the job after about four years. If I ignore those signals, I end up not being able to start it one morning; but if I pay attention to the signals, I can tell when I need to replace it. In a nuclear power station, only the scale is different because the battery is about the size of this room.

Mr. MacLellan: However, if this is a back-up system, then you need sufficient testing mechanisms to be able to determine the condition of the battery. I mean, it is an on-line system and the battery is operating on a constant basis which makes it a little testy. What tests are used, how often are those tests made and what are the requirements of the Atomic Energy Control Board on testing these batteries?

Mr. Domaratzki: I will have provide you a written answer because my memory is not as good as it used to be. There are routine tests to inspect each of the cells in the battery on an ongoing basis, about every week. They do not tell you when a battery is deteriorating, but they do tell you when it requires water or when the voltage has dropped.

On an annual basis, tests are required to check that the battery capacity is still sound, and this is really tested on load. Rather than just sitting there, you make it do something. However, I do not recall the timing and I would have to confirm that.

Mr. MacLellan: Does the Atomic Energy Control Board actually do the testing on these batteries?

Mr. Domaratzki: We do not do any testing ourselves. We require our licensees to do this, which is their primary responsibility, and we make sure they carry the tests out.

Mr. MacLellan: When you speak of a licensee, what exactly is the licence given to? For instance, what does it require Ontario Hydro to do and for how long a period of time is it in existence?

Mr. Domaratzki: The licences are normally in existence for a two-year period, and we are obliged as staff to review them every two years to see whether any changes should be made. The licence contains some very general conditions, such as the fact that they must operate in accordance with the safety report they gave us, and there is a vast difference in details.

It also includes things about very specific cases and the kinds of faults which require that reports are filed with the Atomic Energy Control Board. More important, the process of getting a licence requires our licensee to come up with a set of power station operating manuals that would be about a volume six feet thick. All the testing requirements for all the systems are specified in this, and we audit on an ongoing basis to at least make sure the important tests are done. At a plant such as Bruce and

[Translation]

remplacer. Il est arrivé que l'on remplace des piles dans certaines stations nucléaires par suite de ces vérifications.

Ce n'est pas tellement différent de la vérifications des accumulateurs d'une voiture où on décèle les premiers indices après environ quatre ans. Si on fait fi de ces indices, la voiture ne démarre pas un bon matin. Si on en tient compte, on sait quand remplacer les accumulateurs. Dans une centrale nucléaire électrique, c'est seulement l'échelle qui varie car les piles sont de la taille de cette salle-ci.

M. MacLellan: Toutefois, si ce n'est qu'un système d'appoint, il vous faut des mécanismes de vérification suffisants pour déterminer la condition des piles. Le système est branché et la pile fonctionne constamment, ce qui rend les choses précaires. Quel test utilisez-vous? Quelle est la fréquence de ces tests et quelles sont les exigences de la Commission de contrôle de l'énergie atomique?

M. Domaratzki: Je vais devoir vous écrire la réponse car je ne m'en souviens pas. Il y a des tests routiniers pour l'inspection des éléments de la pile et cela se fait en permanence, une fois par semaine. Ces tests ne nous permettent pas de dire quand la pile s'est détériorée, mais on sait ainsi quand il faut ajouter de l'eau au cas où il y a eu une chute de tension.

Tous les ans, on vérifie la capacité de la pile, c'est-à-dire qu'en en vérifie la charge. Au lieu de la laisser à ne rien faire, on fait travailler la pile. Toutefois, je ne me rappelle plus des échéanciers et je devrai vous confirmer cela par écrit.

M. MacLellan: Est-ce que la Commission de contrôle de l'énergie atomique fait elle-même les tests sur les piles?

M. Domaratzki: Non, nous ne nous occupons pas des tests. Nous demandons aux détenteurs de permis de les faire, et ce sont eux qui en ont la première responsabilité. Nous nous assurons que les tests ont été faits.

M. MacLellan: Vous parlez du détenteur de permis. Quelles sont les exigences du permis? Par exemple, qu'est-ce qu'on exige d'Hydro-Ontario et pour combien de temps?

M. Domaratzki: Les permis sont d'habitude de deux ans et nous devons les revoir tous les deux ans afin de voir s'il y a lieu de faire des modifications. La licence comporte certaines modalités très générales, comme par exemple l'exigence de respecter le rapport de sécurité qui a été déposé auprès de nous, mais il y a toute une gamme de détails en plus.

Le permis comporte également des clauses spécifiques et le genre de fautes qui exigent le dépôt de rapports auprès de la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Ce qui est encore plus important, c'est que l'octroi d'un permis exige du détenteur la préparation de manuel d'exploitation d'une centrale nucléaire qui représentera un volume de six pieds d'épaisseur. Toutes les exigences pour les tests de tous les systèmes y sont décrits et nous faisons des vérifications en permanence pour nous assurer

[Texte]

Pickering, we have five engineers there full-time to do this kind of auditing.

Mr. Gervais: I would also like to welcome you and your colleagues, and thank you for your forthright answers.

• 1005

The Port Hope radioactive waste is still a pretty hot issue, as you well know. I was wondering if you could outline or delineate the areas of responsibility between yourselves and the Province of Ontario in removing these wastes.

Mr. Jennekens: Madam Chairman, I would be very pleased to respond to Mr. Gervais' question, because I have used the Port Hope situation over the years as an example of how not to do things: how, simply as a result of poor housekeeping, of lack of good management, of lack of recognition of basic common sense, application of cleanliness and tidiness, we allowed ourselves in this country—and there are similar examples in other countries—to have a situation continue year after year after year where, instead of taking our garbage out and putting it in the proper container in the shade behind our house, we simply put it in a cardboard box out in front of our house and it rains or snows and that cardboard box dissolves and the contents spread all the way over our driveway.

Through the 1930s there was a very clear recognition as the result of radiologists that there needed to be some greater precautionary measures taken to protect individuals, and similarly with the disposal of materials that were being used in the field of nuclear medicine. I perhaps tread upon the generosity of the Hon. Jake Epp in reciting the example of East Braintree, Manitoba; but that is a prime example. East Braintree, Manitoba is a small location in the province in which the Manitoba Cancer Commission, when it found it no longer needed radium for loading radium-filled needles for implantation in various forms of neoplasms, simply took the material from their radium-loading operation in Winnipeg, buried it in a shallow trench, and then walked away from it.

We found out about this through the efforts of the Federal-Provincial Task Force on Radioactivity, which was established in February 1976, with the assistance of the media, Members of Parliament, members of the legislature. Going back through the records of the then Eldorado Mining and Refining Company in Port Hope, we began, I believe, after some resistance and distrust—absolute distrust on the part of many members of the public, and elected representatives as well—to clean up the mess in Port Hope. Unfortunately, we came unstuck in 1980 because of a challenge in the courts as to our statutory authority to expend public funds for that purpose.

[Traduction]

que les tests les plus importants sont faits. Dans le cas de Bruce ou de Pickering, il y a cinq ingénieurs qui s'occupent à plein temps de ce genre de vérification.

M. Gervais: Je tiens à vous souhaiter la bienvenue à mon tour, à vous et à vos collègues, et à vous remercier des réponses que nous nous fournissez.

Comme vous le savez fort bien, l'affaire des déchets radioactifs de Port Hope est une question brûlante. Pouvez-vous nous en dire un peu plus sur le rôle et la responsabilité de votre groupe et de la province de l'Ontario en ce qui a trait à l'évacuation de ces déchets.

M. Jennekens: Madame la présidente, je suis très heureux de répondre à la question de M. Gervais, puisque je me suis servi, au fil des ans, de la situation de Port Hope comme exemple de la façon dont il ne fallait pas faire les choses; en effet, en raison d'un certain laisser-aller, d'un manque de bonne gestion, de bons sens, de propreté et d'ordre, une situation de ce genre s'est poursuivie pendant des années. En effet, au lieu de prendre nos déchets de les placer dans le bon contenant, à l'ombre en arrière de la maison, nous les plaçons simplement dans une boîte en carton en avant de la maison. Cette boîte est exposée à la pluie et à la neige, elle se décompose et les déchets sont éparpillés dans notre allée.

Pendant les années 30, en raison du travail de radiologues, on s'est rendu compte qu'il fallait prendre des précautions pour protéger les particuliers et pour évacuer les matériaux utilisés dans le domaine de la médecine nucléaire. J'espère ne pas gêner l'honorable Jake Epp en utilisant l'exemple d'East Braintree au Manitoba; c'est un des meilleurs exemples. East Braintree est une petite localité du Manitoba où la Commission du cancer du Manitoba a enfoui certains déchets; en effet, quand cette dernière a constaté qu'elle n'avait plus besoin d'utiliser des aiguilles de radium pour l'implantation dans certaines néoplasmes, elle a simplement pris ce matériel à son centre de chargement de radium à Winnipeg et elle est allé l'enfouir dans un petit fossé peu profond de cette localité. La Commission ne s'est ensuite plus préoccupée de ces déchets.

Nous avons découvert cet incident grâce aux efforts déployés par les membres du Groupe de travail fédéral provincial sur la radioactivité, constitué en février 1976, des journalistes, des députés fédéraux et des députés provinciaux. Après avoir étudié les dossiers de ce qui s'appelait jadis l'Eldorado Mining and Refining Company de Port Hope, je crois que nous avons commencé, après avoir manifesté une certaine résistance et quelque méfiance—une méfiance absolue d'ailleurs de la part d'un grand nombre de citoyens et de représentants élus—à nettoyer Port Hope. Malheureusement, ce projet a pris fin en 1980 puisque on avait demandé aux tribunaux de déterminer si notre groupe avait le droit d'utiliser les deniers publics pour ce projet.

[Text]

The Province of Ontario has taken the position all along that this was a federal enterprise, that it was taken over by the federal government and therefore the province had no responsibility; although when I joined the staff of the AECB in 1962 and made my first visit to Port Hope, I was given clear instructions by my then supervisor not to enter into any questions of cleanliness, housekeeping, waste management, those were not our responsibility, they were the province's. That was because of the understanding between the province and the federal government year after year after year.

Well, the province from 1976 on—actually, from about February 1975, when 103 Church Street came to light in Toronto—has taken the view that it does not really have any responsibility. It dismissed comments about the role of the Ontario Water Resources Commission in monitoring the operations at Welcome and at Granby, which were then called “dumps”—and that is the proper term; we now call them “waste management facilities”, because there is some element of control. There is a continuing reluctance on the part of the Province of Ontario, but fortunately a full acceptance on the part of the federal government—the current government—to do something about Welcome and Port Granby. The Hon. Tom McMillan is very actively involved in pursuing that.

Unfortunately, because of all of the residual, vestigial concerns and doubts and lack of understanding, that is not going to be an easy task. Mr. Gervais has raised the subject... which again, I hope this committee and other parliamentarians will actively pursue, because I think, as in the old expression, justice delayed is justice denied. Port Hope needs to be cleaned up. The Malvern subdivision in Toronto needs to be cleaned up. It is really an irresponsibility on the part of all of us who have been involved of not seizing that particular nettle and solving the problem.

• 1010

Mr. Gervais: On Port Hope, have you any suggested time frame as to when you think it might be—

Mr. Jennekens: I think, with the co-operation of all the parties, three levels of government, with a continuing determination on the part... primarily the leadership has to come from the federal government—that the process that is now under way could lead to the identification of at least one acceptable site within a two-year period, and then it would probably be about five years before all the materials at Granby and Welcome were excavated and removed to that new site. So, unfortunately, it is still about a seven- or eight-year period.

The Chairman: Just to follow up on that, Mr. Jennekens, the committee did travel out to Whiteshell and we certainly saw the experimental station there. I did not think we had resolved the issue of disposal from what I understood at Whiteshell. Certainly we can store spent

[Translation]

La province de l'Ontario a toujours été d'avis qu'il s'agissait là d'un projet fédéral, sous la responsabilité du gouvernement fédéral et qu'elle n'avait donc absolument aucune responsabilité à cet égard; lorsque j'ai commencé à travailler pour la CCEA en 1962, et que j'ai visité pour la première fois Port Hope, mon supérieur m'a dit très clairement de ne pas aborder des questions comme la propreté, l'organisation et la gestion des déchets; on m'a dit que ce n'était pas notre responsabilité, mais bien celle de la province. Évidemment, cette attitude était attribuable à l'entente intervenue entre le gouvernement fédéral et la province, et qui était renouvelée chaque année.

Ainsi, depuis 1976—ou de fait depuis février 1975, lorsqu'on a découvert la situation au 103 Church Street à Toronto—la province a décidé qu'elle n'était pas vraiment responsable de toute cette affaire. Elle a fait fi du rôle que joue la Commission des ressources en eaux de l'Ontario dans le domaine de la surveillance des activités à Welcome et à Granby; d'ailleurs on appelait ces deux sites «dépotoirs» et c'est l'expression juste; on parle maintenant d'installations de gestion des déchets parce que cela semble indiquer qu'il existe un certain contrôle. Ainsi, la province de l'Ontario a toujours refusé de faire quoi que ce soit pour régler le problème de Welcome et de Port Granby. Fort heureusement, ce n'est pas le cas du gouvernement fédéral. L'honorable Tom McMillan s'intéresse de très près à la situation.

Malheureusement, en raison des doutes et des préoccupations qui demeurent et d'un manque de compréhension, ça ne sera pas une tâche facile. M. Gervais a soulevé le problème... et j'espère que votre Comité et les autres parlementaires s'intéresseront sincèrement à ce problème parce que, comme on dit, justice différée est justice refusée. La municipalité de Port Hope doit être nettoyée. Le quartier Malvern de Toronto doit également être nettoyé. Ceux d'entre nous qui étaient conscients du problème ont fait preuve d'un manque de responsabilité en ne s'attaquant pas au problème.

M. Gervais: Pour ce qui est de l'affaire de Port Hope, avez-vous proposé un échéancier, une date à laquelle on pourrait avoir...

M. Jennekens: A mon avis, si toutes les parties collaborent, les trois paliers de gouvernement, et si l'on s'engage... Le chef de file doit évidemment être le gouvernement fédéral—d'ici deux ans on pourrait sans aucun doute trouver au moins un site d'enfouissement acceptable; puis il faudrait encore environ cinq ans pour excaver les déchets de Granby et de Welcome et les transporter au niveau site. Malheureusement, il faudra donc encore environ sept ou huit ans.

La présidente: A cet égard, monsieur Jennekens, notre Comité s'est rendu à Whiteshell et a visité la station expérimentale qu'on y a construite. D'après ce qu'on nous a dit à ce moment-là, je ne pensais pas qu'on avait réglé le problème de l'évacuation des déchets. Évidemment, nous

[Texte]

fuel, but as for disposing of it I understood that perhaps some recommendations were going to come through in 1989 on the experimental work being done at Whiteshell, and then go to a board, and finally some sort of resolution of how to dispose of the waste.

Mr. Jennekens: That is a very good clarification. It is an important one. The URL, the Underground Research Laboratory, that is the subject of most of the study by the Whiteshell Nuclear Research Establishment is clearly for high-level wastes, the so-called reactor wastes. The distinction you make between disposal and waste management is a very good one.

Contrary to the oft-repeated statement that there has been no scientifically proven method of waste disposal, there is very good evidence that in fact by geologic means you can dispose of waste. Entomologists have told us for years: my gosh, we study insect forms that go back not tens of thousands of years but tens of millions of years, and these have been very permanently encapsulated in various forms of glass. So there is good scientific evidence to provide more than reasonable assurance that disposal by geologic means is a quite acceptable method.

But in the interim, as a result of the difficulties that have arisen as the result of the controversy that has characterized this particular subject, people with engineering and scientific expertise are quite satisfied with the above-ground storage and management. That is the point you made. It is the storage; it is not disposal of high-level waste in the concrete canisters that maybe the committee saw. Certainly, once fuel gets to the point where it is no longer releasing so much thermal energy that it requires water cooling, above-ground storage in concrete canisters is a very, very viable option.

Mr. MacLellan: Mr. Jennekens, or maybe Mr. Domaratzki, in considering the concern about nuclear reactors as a result of Chernobyl, what would be the feasibility of reviewing the licences of, say, Ontario Hydro annually, rather than every two years? This of course may require additional budgets for the control board maybe to increase the necessary personpower, but would you see any definite benefit in that?

Mr. Jennekens: Although Mr. Domaratzki and I would have given the same answer to say that the nominal terms of our power reactor licences are two years, in actual fact we have an ongoing monitoring of the operation of these power reactors and there is a formal annual review of the four preceding quarterly reports.

Mr. Domaratzki referred to annual reports submitted in compliance with licence conditions. The practice of Ontario Hydro and the other utilities has been to submit

[Traduction]

pouvons stocker le combustible épuisé, mais pour l'évacuer, j'avais cru comprendre qu'on formulerait peut-être des recommandations en 1989 à la suite des expériences effectuées à Whiteshell. Puis, on saisisait un conseil de cette affaire et on essaierait de déterminer comment on pourrait évacuer les déchets.

M. Jennekens: C'est une bonne précision, une qui est d'ailleurs fort importante. Le LRS, le laboratoire de recherche sous-terrain, sur lequel porte la plupart des travaux du Centre de recherche nucléaire de Whiteshell, vise évidemment les déchets fortement radioactifs, ceux qu'on appelle les déchets de réacteur. Vous avez fait une très bonne distinction entre l'évacuation des déchets et la gestion des déchets.

Contrairement à ce qu'on dit souvent, à savoir qu'il n'existe aucune méthode scientifique sûre pour évacuer les déchets, tout semble indiquer qu'il est possible d'évacuer les déchets en utilisant des méthodes géologiques. Les entomologistes nous disent depuis des années qu'ils étudient des formes d'insectes qui remontent non pas à des dizaines de milliers d'années mais bien des dizaines de millions d'années. Ils nous disent que ces insectes ont été préservés dans diverses formes de verre. Il existe donc des preuves scientifiques fiables qui semblent indiquer que l'évacuation des déchets grâce à des méthodes géologiques pourrait être une méthode fort acceptable.

Entre temps, compte tenu des problèmes attribuables à la controverse suscitée par cette question, les ingénieurs et les scientifiques se contentent de la gestion et du stockage des déchets en surface. C'est ce que vous avez signalé. Il s'agit du stockage, et non pas de l'évacuation des déchets fortement radioactifs dans des boîtes en béton, comme celles qu'a vues le Comité. Évidemment, quand le combustible ne dégage plus suffisamment d'énergie thermique et qu'il n'est plus nécessaire de le refroidir avec de l'eau, le stockage en surface dans des boîtes en béton est une solution très valable.

M. MacLellan: Monsieur Jennekens, ou peut-être, monsieur Domaratzki, compte tenu des préoccupations que suscitent les réacteurs nucléaires suite à l'affaire de Tchernobyl, serait-il possible d'étudier les permis de groupes comme Hydro-Ontario tous les ans plutôt que tous les deux ans? Évidemment, il serait peut-être nécessaire d'augmenter le budget et le nombre d'employés de la Commission de contrôle. Croyez-vous que cela en vaudrait la peine?

M. Jennekens: M. Domaratzki et moi-même répondrions automatiquement que les permis délivrés pour les réacteurs portent sur une période de deux ans; cependant, de fait, nous surveillons constamment le fonctionnement de ces réacteurs et effectuons une étude annuelle officielle des quatre derniers rapports trimestriels.

M. Domaratzki a parlé des rapports annuels présentés conformément aux modalités de délivrance des permis. Hydro Ontario et les autres services publics présentent

[Text]

those reports on a quarterly basis and then have a summary report on each of the fourth quarters.

• 1015

I would like to return to a point in connection with Mr. MacLellan's earlier question on nuclear submarines. The company which designed the two units at Three Mile Island was not primarily involved in the original STR submarine thermal reactor, which was designed by Westinghouse. It was a company designing and building a number of propulsion units. Some of the people operating it were ex-naval personnel.

Mr. Domaratzki referred to some of the documents we asked to have submitted. One of the most important ones is on operating policies and principles. What is the attitude, mentality and management philosophy of operating that particular type of station? The same questions should be applied to Chernobyl.

From my biased and somewhat limited understanding of Three Mile Island, it was a failure of equipment and persons. Chernobyl was primarily, at least for the initiating sequence of events, a series of failures of persons, followed by equipment failure because the equipment was put into a situation beyond what it was designed for.

We do review. That is one of the reasons why, right from the very beginning we in Canada have felt it was important to have on-site project officers. Since Three Mile Island, other countries, particularly the United States, have come around to recognizing the value of having people on site. As Mr. Domaratzki said, they are not doing the testing themselves, but they are observing the tests. On a continuing basis, they are satisfying themselves that things are being done in accordance with approved operating policies, procedures and principles, that the test frequencies Mr. MacLellan referred to are being complied with, and that the reports and the results of those tests are all being submitted in accordance with requirements.

We would not see much of a difference in changing the period from two years to one year in this important area you have identified because we try to do it on that continuing basis.

Mr. MacLellan: What connection is there between the actual granting of the licence and product quality? Does Ontario Hydro have any generating capacity? Do they have to give some information, or is testing done on the quality of the products which comprise the reactors?

Mr. Domaratzki: I might have misled you or given you the wrong impression about the two-year licence period. One of the conditions in the licence permits the Atomic Energy Control Board to require a licensee to undertake any analysis, test, design modifications or changes in operation the board may require. A licence for two years

[Translation]

habituellement des rapports trimestriels puis, au dernier trimestre, présentent un rapport global.

J'aimerais revenir à la question qu'a posée M. MacLellan tout à l'heure sur les sous-marins nucléaires. La compagnie qui a construit les deux unités de Three Mile Island n'a pas participé à la conception du réacteur thermique original pour sous-marins, qui a été de fait conçu par Westinghouse. Cette compagnie créait et construisait des unités de propulsion. Certains des responsables travaillaient jadis pour la marine.

M. Domaratzki a parlé de certains documents que nous avions demandés. Un des plus importants porte sur les principes et les politiques d'exploitation. Quelle est l'attitude, la mentalité, et les principes de gestion utilisés dans ce type de station? Les mêmes questions pourraient être posées en ce qui a trait à Tchernobyl.

Je ne comprends pas tous les détails de Three Mile Island, et j'ai une opinion bien arrêtée sur cette question; cependant, j'ai cru comprendre que le problème était attribuable au matériel et au personnel. D'après les renseignements qu'on possède sur cette question, l'incident de Tchernobyl était attribuable à des erreurs commises par le personnel; le matériel n'a pas tenu le coup simplement parce qu'on s'en est servi dans des circonstances et pour des fonctions pour lesquelles il n'avait pas été conçu.

Nous procédons à des examens. C'est une des raisons pour lesquelles au Canada on a jugé qu'il était très important, dès le début, d'avoir des responsables de projet qui travaillent sur le terrain. Depuis l'incident de Three Mile Island, d'autres pays, et tout particulièrement les États-Unis, ont reconnu l'importance de ce type de surveillance. Comme l'a signalé M. Domaratzki, ces employés ne font pas les essais, ils sont là à titre d'observateurs. Ils vérifient donc continuellement si les travaux se déroulent conformément aux politiques, méthodes et principes d'exploitation, si l'on procède à des essais à intervalles réguliers, comme l'a signalé M. MacLellan, et si les rapports et les résultats portant sur ces essais sont présentés conformément aux lignes directrices établies.

Si l'on décidait de procéder à une étude tous les ans plutôt que tous les deux ans, cela ne changerait pas grand-chose puisque, dans ce secteur important dont vous parlez, nous tâchons d'assurer une surveillance constante.

M. MacLellan: Existe-t-il un rapport entre la délivrance du permis et la qualité du produit? Hydro Ontario a-t-elle une capacité de production? Doit-elle fournir des renseignements? Vérifie-t-on la qualité des produits utilisés dans les réacteurs?

M. Domaratzki: Je me suis peut-être mal expliqué lorsque j'ai parlé d'une période de deux ans pour les permis. Aux termes d'une des modalités du permis, la Commission du contrôle de l'énergie atomique peut demander à un détenteur de permis de procéder à des analyses, des essais, des modifications de conception ou

[Texte]

is not really a licence to go along in the same fashion. If we come along with new information, the board can require, and often does require them to take action within the term of that licence.

Quite clearly we do not look at the quality of all products. We look at the specifications and do an audit to ensure specifications are being met. For some of the critical components, the pressure retaining components in particular, there is a great deal of investigation by ourselves and our provincial colleagues to make sure the standard is there and assured to be there.

In most of the other areas of significance, we ensure that the specifications are correct. We may do an audit in places through what is referred to as a quality assurance program. It is to ensure they have met the specifications, that they have in place a system which will detect deviations from specifications, and that the licensee has in place a formal mechanism for resolving any deviations from specifications. The quality assurance program outlines how they should do it. We audit that program to ensure quality is met in all the areas.

• 1020

Mr. MacLellan: Mr. Domaratzki, should there not be some kind of test to assure yourselves that the actual components are of sufficient quality to do the job and to not have a failure that could lead to a very severe problem?

Mr. Domaratzki: Yes, absolutely, and there is. Once a component is designed, you really cannot see any more and it may be difficult to test. But there are numerous tests after the equipment is installed, but before the plant starts to operate, to ensure that it behaves as designed.

On vessels there is a pressure test to ensure they can withstand the pressure. If a valve is required to stroke in a certain period of time, there are tests to demonstrate that it will do it. We in fact go through the safety analysis of a plant and pick out all the assumptions that analysts make, where they say the plant will behave in this fashion, and we go through the commissioning program to make sure that they have demonstrated, to the extent practical, that all those assumptions have been tested before the plant goes into operation. So there are both parts of it.

Mr. MacLellan: What about components that would be added later on? Presumably there are components that have a limited life and have to be replaced. Is there any quality control on those components and does the Atomic Energy Control Board review these components?

Mr. Domaratzki: Yes. There are two types of changes—one, components age and you have to replace them. We require that there be in place, again, a program for ensuring that the right components for the right specifications are bought, that somebody checks to make

[Traduction]

des changements si elle le désire. Un permis portant sur une période de deux ans ne veut pas dire que le détenteur ne changera absolument rien pendant cette période. Si nous obtenons de nouveaux renseignements, la Commission peut, et le fait d'ailleurs souvent, demander au détenteur d'apporter certains changements, conformément aux modalités du permis.

Il est évident que nous n'examinons pas la qualité de tous les produits. Nous étudions les normes et nous vérifions si elles sont respectées. Ainsi, quand il s'agit de certaines pièces très importantes, comme celles qui sont sous pression, notre groupe et nos collègues provinciaux se livrent à des études détaillées afin de déterminer si les normes sont respectées.

Dans la plupart des autres domaines importants, nous vérifions simplement si les normes sont exactes. Dans le cadre du programme de vérification de la qualité, nous procédons parfois à des vérifications particulières. Ce programme nous permet de vérifier si la compagnie respecte les normes, si elle a mis sur pied un système qui lui permet de repérer et de régler les cas où il y a un écart par rapport aux normes prévues. Les lignes directrices du programme indiquent au détenteur comment il devrait procéder. Nous vérifions la mise en oeuvre du programme afin d'assurer le respect des normes de qualité.

M. MacLellan: Monsieur Domaratzki, ne devrait-il pas y avoir un test qui vous assure que la qualité des pièces répond aux besoins, sans risque de défaillances qui entraîneraient, sans doute, de sérieux problèmes?

M. Domaratzki: Parfaitement et il en existe un, car une fois la pièce conçue, il est impossible d'y détecter les failles et guère facile de procéder à un test. Or nous effectuons de nombreux tests une fois l'équipement en place, mais avant que l'usine fonctionne, nous assurant ainsi que les choses se passent comme on l'avait prévu.

Si une soupape doit fonctionner selon un certain cycle, il y a des tests qui permettent de le vérifier. En fait, toute l'installation fait l'objet d'une analyse de sécurité; à partir des hypothèses formulées par les analystes, concernant le comportement de l'installation, nous réalisons un programme de vérification afin d'établir, dans la mesure du possible, la validité des hypothèses formulées avant la mise en route de l'installation. Il y a donc un double test.

M. MacLellan: Que fait-on à l'égard des pièces qui sont ajoutées plus tard à l'installation? J'imagine qu'il y a aussi des pièces qui ont une durée utile restreinte et qui doivent être remplacées. Ces pièces font-elles l'objet d'un contrôle de la qualité; la CCEA en fait-elle l'examen?

M. Domaratzki: Oui. Il y a deux sortes de modifications—premièrement, lorsque les pièces vieillissent, il faut les remplacer. Encore là, nous exigeons la réalisation d'un programme visant à vérifier que les pièces achetées se conforment au cahier des charges; on

[Text]

sure that if things are not right they are made right, that whatever tests are required by good engineering codes and standard are done. This goes on throughout the life of the plant, and this is routine. It is a matter of getting the job done from day to day.

There is the other part, design changes in the plant. There are design changes in plants that are 25 years old. Design changes are still going on, and we review those design changes. If they are changes of significance, the licensee must get the approval of the Atomic Energy Control Board to make the changes, and at that point we review the quality. If they are relatively insignificant changes, they simply inform us that they are going to make them. We have the opportunity to object, but they do not wait for our approval.

The Chairman: Thank you, Mr. MacLellan. Mr. Gervais, do you have another question?

Mr. Gervais: Yes, maybe one. It may be a kind of insignificant question. It is out of curiosity more than anything. On pages 29 and 30, Part III, you make mention of grants and contributions, and you outline the enormous amount of \$12,000. We were wondering where that money goes, because it is such a small amount. Can you tell us about the relative benefit of such grants?

Mr. Jennekens: Madam Chairman, in the early years of the board, one of its most important functions was the granting of funds. They were called grants in aid of research. In fact, the board and the National Research Council had established a joint committee that would review requests from universities and other educational institutions for grants. In the early days our grant budget was very, very large.

It was recognized by people who I believe had a very good understanding overall of the importance of ensuring some uniformity, some consistency, and minimizing inequities in the granting of money to educational institutions, that this granting function of the AECB was really contrary to its primary regulatory function. So, actually, it was agreed that the granting function would be taken over by the National Research Council, and then once NSERC was established, by NSERC.

But we did ask, and Treasury Board Secretariat and Treasury Board Ministers agreed that we could retain a small amount of money. For example, recently we gave the International Commission on Radiological Protection—and we use the recommendations of that commission very extensively—a small grant of \$3,500. The Canadian Standards Association—this is in the context of Mr. MacLellan's question. The nuclear safety standards that have been promulgated by the CSA, we call those up, we require compliance with them. And so the CSA is another organization. A third is ICRU, the International Commission on Radiological Units, which is a similar organization as ICRP but has the limited function.

[Translation]

vérifie qu'il n'y a aucune défectuosité ni lacune, on effectue les tests conformément aux normes et au code d'ingénierie. Ces tests se poursuivent sans interruption au cours de la durée entière de l'installation; c'est la routine habituelle.

D'autre part, il y a les modifications apportées à la conception de l'installation. Il faut modifier certaines installations qui remontent à 25 ans. Ce genre de modifications se poursuit, et il faut en faire l'examen. S'il s'agit d'une modification importante, le détenteur du permis doit obtenir l'autorisation de la CCEA pour l'effectuer; c'est à cette étape que nous en examinons l'aspect qualitatif. S'il s'agit d'une modification n'ayant guère d'importance, le détenteur n'est pas tenu de nous en aviser. Nous pouvons nous y opposer, mais il peut l'apporter sans notre autorisation.

La présidente: Merci, monsieur MacLellan. Monsieur Gervais, aviez-vous une autre question à poser?

M. Gervais: Oui, peut-être une. Elle n'est peut-être pas importante, et c'est surtout la curiosité qui me pousse à la poser. Aux pages 29 et 30, partie III, on fait mention des subventions et des contributions, qui atteignent la somme énorme de 12,000\$. Nous nous demandons où va cet argent, étant donné qu'il s'agit d'une somme si modeste. Pourriez-vous nous parler des avantages relatifs de telles subventions?

M. Jennekens: Madame la présidente, l'une des attributions importantes de la Commission, à ses débuts, c'était d'octroyer des fonds. On les appelait des subventions à la recherche. En fait, la Commission et le Conseil national de recherches ont constitué un comité mixte qui passait en revue les demandes de subventions provenant des universités et d'autres établissements d'enseignement. Au départ, notre budget de subventions était fort élevé.

Aux yeux de certains qui, à mon sens, comprenaient fort bien l'importance d'avoir une certaine uniformité, une certaine équité, relativement aux subventions destinées aux établissements d'enseignement, ces attributions de la CCEA allaient à l'encontre de ces activités réglementaires. On a donc convenu que la Commission les céderait au Conseil national de recherches, puis au CRSNGC, dès qu'il serait établi.

Nous avons toutefois demandé à conserver une faible somme, ce que le Secrétariat et les ministres du Conseil du Trésor ont accepté. Ainsi, nous avons accordé récemment à la Commission internationale de la protection radiologique, dont les recommandations sont fort suivies par nous-mêmes, une modeste subvention de 3,500\$. L'Association canadienne de normalisation—dans l'optique de la question de M. MacLellan... A promulgué des normes de sécurité nucléaire, auxquelles nous exigeons que l'on se conforme. L'ACN reçoit donc également une subvention. En troisième lieu, il y a la Commission internationale des unités de radiation, la CIUR, qui est analogue à la CIPR, sauf que ses attributions sont limitées.

[Texte]

[Traduction]

• 1025

That is the reason for the relatively small amount of grants. But the board fortunately has been granted fairly substantial sums of money by Parliament since 1976 for what we call mission-oriented research and development. That is all directed at occupational health and safety.

We perhaps are running out of time and maybe I have been making my answers too long, but Mr. J.W. Beare, John Beare, is the Director of our Regulatory Research Branch and if you would allow a few more minutes on this, Mr. Beare could provide some additional information.

While I have the floor, Madam Chairman—and I should have done this earlier—I have had the privilege of graduating from two institutions of higher learning, the Royal Military College and Queens University, but I am an engineer and I do not deserve to be referred to as doctor; it is mister.

The Chairman: Thank you. Mr. Beare.

Mr. John Beare (Director, Regulatory Research Branch, Atomic Energy Control Board): This is a program that is really a support program for the regulatory activities, using largely research but also some professional services, in order to supplement the expertise that the AECB staff has. You cannot hire full-time experts for an occasional problem, so when many problems come along we actually buy the expertise or have the research done for us under contract.

This is normally a \$3 million per year program, although this year it has had to be reduced by about \$600,000 to make up a shortfall in another support program for the International Atomic Energy Agency safeguards. With the money that is available, we have divided into what we call 10 areas or 10 mission objects and this ranges from nuclear reactor safety to physical security, to even development of the regulatory process. Although some people who work in the natural sciences do not see that as research, we give that term a very broad interpretation. It includes development of investigations and development of equipment for safety in uranium mines, for miners particularly; in other nuclear facilities besides reactors and uranium mines we have a sort of catch-all category. There is a general category for health physics, in which we try to develop information for the development of standards for radiation protection. As you know, in any scientific activity the more questions you answer the more questions you find there are to answer. So we are trying to contribute to pushing back the frontiers of knowledge in the development of regulatory standards. This program is not directed at trying to produce knowledge for knowledge's sake; that is largely the job of the nuclear laboratories such as the ones that AECL operates. Our program is completely directed toward the objectives of the AECB.

Voilà pourquoi nos subventions sont si modestes. Heureusement, la Commission reçoit depuis 1976, de la part du Parlement, des sommes assez importantes pour la recherche et le développement à vocation précise. Ces sommes sont entièrement consacrées à la santé et à la sécurité au travail.

Le temps que vous nous avez accordé est presque écoulé, peut-être parce que mes réponses sont trop longues, mais M. J.W. Beare, John Beare, directeur des Études normatives, pourra vous fournir plus de renseignements à ce sujet, si vous lui accordez quelques instants.

Pendant que j'ai la parole, madame la présidente—et j'aurais dû le dire plus tôt—je vous informe que j'ai obtenu un diplôme de deux établissements d'enseignement différents, le Collège militaire royal et l'université Queens, mais je suis ingénieur et on ne doit pas m'appeler docteur mais monsieur, tout simplement.

La présidente: Merci. Monsieur Beare.

M. John Beare (directeur, Études normatives, Commission de contrôle de l'énergie atomique): Il s'agit effectivement d'un programme de soutien concernant les activités réglementaires, qui fait grandement appel à la recherche mais parfois aussi à des services professionnels, pour améliorer les connaissances techniques du personnel de la CCEA. On ne peut embaucher des experts à plein temps, s'il s'agit de problèmes surgissant à l'occasion; par conséquent, dès qu'une foule de problèmes se présentent, nous obtenons ces connaissances en ayant recours à des experts ou en passant des contrats de recherche.

Ce programme comporte ordinairement une dépense annuelle de 3 millions de dollars, que nous avons dû diminuer d'environ 600,000\$ cette année, pour combler la carence d'un autre programme de soutien relatif aux garanties de l'Agence internationale de l'énergie atomique. Les sommes dont nous disposons, nous les avons réparties entre ce que nous appelons dix domaines ou objets de vocation, qui vont de la sécurité des réacteurs nucléaires à la sécurité matérielle, voire jusqu'au perfectionnement du processus de réglementation. Quoiqu'il ne s'agisse pas de recherche aux yeux des scientifiques dans le domaine des sciences naturelles, nous donnons à ce terme un sens très large. On y inclut le déroulement des enquêtes et la mise au point de l'équipement sécuritaire dans les mines d'uranium, en particulier l'équipement des mineurs; les réacteurs et les mines d'uranium mis à part, nous avons une catégorie globale pour les autres installations nucléaires. Il y a une catégorie générale pour la physique de la santé, où nous recueillons des données afin d'élaborer des normes concernant la protection contre la radiation. Comme vous le savez, dans toutes les activités scientifiques, plus on trouve des réponses, plus y a des questions à poser. Nous nous efforçons de repousser les frontières de la connaissance pour ce qui est de l'élaboration des normes réglementaires. Ce programme ne vise pas uniquement à recueillir des données; cette tâche incombe surtout aux laboratoires nucléaires, tels

[Text]

The Chairman: Following along with what Mr. Gervais said, you also have a contribution of about \$699,000 allocated to the International Atomic Energy Agency for cost-free Manpower Assistance Program and a Canadian Support Program. Could you enlighten us on that, Mr. Beare?

Mr. Beare: That is the other support program I mentioned, which is an activity we engage in jointly with AECL. That was started in 1977 and its mandate has been renewed twice. Its current mandate is until 1988-89 and we have to go back this year to Cabinet in accordance with their previous decision in 1983.

The Chairman: Do all member Cabinets make the same contribution, or is it pro-rated according to your population or something?

Mr. Beare: No, these are voluntary programs, depending on the country's policies. There are currently 11 such programs from 10 member states of the IAEA, plus the EURATOM, which is a grouping of European states. So the Canadian program, as I said, is currently funded until 1988-89, but in 1985 Cabinet decided to reduce AECL's overall funds and, as a consequence, AECL is gradually withdrawing its funding for this program. In order to compensate for that, we are going to have to both cut back on our contribution to the IAEA and also transfer some of the funding from our regulatory research to the IAEA Safeguard Support Program. That transfer will be about \$600,000. The figures in that table are therefore not up to date. The grant to the agency will probably be in the order of \$500,000 instead of about \$700,000; the AECL contribution will be about \$600,000 instead of about \$1.7 million. We are matching that with \$600,000 from our Regulatory Research. In that way we can maintain the program on a minimal level.

• 1030

The Chairman: Thank you, Mr. Beare. We have a couple of minutes left and Mr. Dean Clay, the consultant for the committee, would like to ask some questions.

Mr. Dean Clay (Dean Clay Associates): Thank you, Madam Chairman. Does the board first of all have clear legislative authority under the act to collect charges for its services?

Mr. Jennekens: Madam Chairman, the answer is no. In response to the questions some of your colleagues asked earlier, in particular Mr. Gagnon, that is a question which is being closely examined in connection with current studies, but there is some argument regarding the approach that should be taken.

[Translation]

ceux que l'EACL administre. Notre programme s'oriente entièrement vers les objectifs de la CCEA.

La présidente: Suite aux propos de M. Gervais, il y a aussi une contribution de 699,000\$ octroyée à l'Agence internationale de l'énergie atomique concernant un programme sans frais d'aide aux effectifs et un programme canadien de soutien. Pourriez-vous nous dire quelque chose à ce sujet, monsieur Beare?

M. Beare: C'est l'autre programme de soutien dont j'ai fait mention, et auquel nous collaborons avec l'EACL. Mis en oeuvre en 1977, son mandat a été renouvelé deux fois depuis. Son mandat actuel s'étend jusqu'en 1988-1989, mais nous devons faire une nouvelle demande cette année auprès du Conseil des ministres, suite à la décision qu'il a prise à ce sujet en 1983.

La présidente: S'agit-il de la même contribution pour tous les membres, ou bien est-elle établie en fonction de la population ou d'autres facteurs?

M. Beare: Non, il s'agit de programmes facultatifs, selon les politiques adoptées par un pays. Il existe en ce moment 11 programmes de ce genre parmi les 10 États membres de l'IAEA, plus l'EURATOM, qui regroupe les États européens. Le programme canadien, comme je l'ai dit, est présentement financé jusqu'en 1988-1989, mais en 1985 le Conseil des ministres a décidé de diminuer les fonds globaux de l'EACL, de sorte que l'EACL va peu à peu cesser de financer ce programme. Pour compenser cela nous allons devoir réduire notre contribution à l'IAEA et transférer une partie de fonds affectés à la recherche sur la réglementation au Programme des garanties de la sécurité matérielle de l'IAEA. Ce transfert sera d'environ 600,000\$. Les chiffres de ce tableau ne sont donc pas à jour. Notre contribution à l'Agence sera d'environ 500,000\$ au lieu de 700,000\$. La contribution de l'EACL sera d'environ 600,000\$ au lieu de 1.7 million de dollars. Nous y ajouterons 600,000\$ provenant des Études normatives. De cette façon, nous pourrions maintenir le programme à un niveau minimal.

La présidente: Merci, monsieur Beare. Il nous reste une ou deux minutes et M. Dean Clay, expert-conseil auprès de notre comité aimerait poser quelques questions.

M. Dean Clay (Dean Clay Associates): Merci, madame la présidente. Tout d'abord, la loi confère-t-elle à la Commission l'autorisation législative de percevoir des frais en échange de ses services?

M. Jennekens: Madame la présidente, la réponse est non. Pour répondre aux questions posées surtout par certains de vos collègues, et en particulier M. Gagnon, c'est quelque chose que nous étudions de très près dans le cadre des études qui se font actuellement, mais il existe certaines divergences d'opinion quant à la méthode à suivre.

[Texte]

Mr. Clay: If the board were to begin charging for its services, would this have any adverse effect on your regulatory functions, your relationship with industry, and so on?

Mr. Jennekens: Madam Chairman, that too is an interesting question. Over the last few years as a result of initiatives we have taken as a regulatory agency, but also initiatives which governments, both federal and provincial, have taken, we have recognized that the cumulative effect on licensees has been quite appreciable: the requirements to do socio-economic impact analysis, and now under the new regulatory reform strategy, regulatory impact analysis. That is a fairly appreciable cost. We have definitely been progressively tightening our requirements over the last 15 years, and particularly since 1976 in the uranium mining industry.

Mr. Clay has raised a point that we need to keep under close observation, because I do anticipate that there will be some negative effects. The nuclear liability question is another one.

Mr. Clay: Mr. Jennekens, in your opening remarks you referred to the need to divert resources to program evaluation at the cost of some of your primary regulatory functions, and that this has exacerbated the problem of meeting the objectives of the AECB's plan to down-size while maintaining a rigorous and effective licensing and compliance program.

On page 6 of part III you refer to the fact that the board will be going through a four-year period, in which your authorized number of person-years will be reduced. Do you have the staff today to conduct all the functions of the board you think you should be doing, and given this further reduction in staff in the future, will you be able to continue performing your regulatory functions effectively?

Mr. Jennekens: Madam Chairman, this is again a question which has perplexed us somewhat over the last little while. Some people talk about absolute safety, and there is of course no such thing as absolute safety. Safety approaching the standards Mr. MacLellan referred to earlier is an asymptotic process. How close are you to the point where you are satisfied that you are in fact serving the public interest properly and effectively?

We believe we are fairly close to that asymptote. From time to time there have been suggestions that we have been way over it. We have noticed a prolongation of our effort. Instead of being able to do certain things within the same time interval we did in the past, we have had to extend the time interval over which we do certain things. We are looking for indicators that this sort of eventuality

[Traduction]

M. Clay: Si la Commission était autorisée à percevoir des frais pour ses services, cela aurait-il un effet contraire sur vos fonctions, vos relations avec l'industrie, etc?

M. Jennekens: Madame la présidente, c'est une autre question intéressante. Suite aux initiatives que nous avons prises en notre qualité d'agence de réglementation et suite aux initiatives que les gouvernements fédéral et provinciaux ont adoptées, nous nous sommes rendu compte au cours des dernières années d'un effet cumulatif non négligeable sur les détenteurs de licences. Parmi ces initiatives, citons la nécessité de procéder à l'analyse d'impact socio-économique et, en vertu de la nouvelle stratégie de réforme de la réglementation, la nécessité de procéder à une analyse d'impact de la réglementation. Cela représente des coûts importants. Nous avons incontestablement renforcé progressivement nos exigences au cours des quinze dernières années et en particulier depuis 1976 pour l'exploitation minière de l'uranium.

M. Clay a soulevé un point que nous devons surveiller de très près, car je m'attends à certains effets négatifs. La question de la responsabilité nucléaire est également importante.

M. Clay: Monsieur Jennekens, vous avez fait allusion dans vos remarques d'ouverture à la nécessité de consacrer certaines ressources à l'évaluation des programmes au détriment de certaines de vos fonctions essentielles de réglementation. Il semble que cela ait rendu encore plus difficile l'obtention des objectifs de la CCEA, à savoir réduire l'envergure du programme tout en maintenant un système efficace et rigoureux d'octroi de licence et de conformité.

A la page 6 de la troisième partie, vous faites allusion au fait que la commission va traverser une période de quatre ans au cours de laquelle le nombre d'années-personne autorisées sera diminué. Avez-vous suffisamment de personnel aujourd'hui pour mener à bien toutes les tâches qui selon vous la commission devrait exécuter? Compte tenu de cette future compression de personnel, serez-vous en mesure de vous acquitter efficacement de vos fonctions de réglementation?

M. Jennekens: Madame la présidente, c'est là une question qui nous laisse perplexe depuis quelque temps. Il y a des gens qui parlent de sécurité absolue or, la sécurité absolue n'existe pas. Un système de sécurité qui se rapprocherait des normes décrites plus tôt par M. MacLellan constituent un processus asymptotique. A partir de quand pouvez-vous être vraiment certain de servir convenablement et effectivement les intérêts du public?

Nous croyons ne pas être très loin de cette asymptote. De temps en temps, on a même prétendu que nous l'avions dépassée. Nous avons remarqué qu'il nous fallait plus de temps pour faire certaines choses. Il y a des choses que nous ne pouvons plus faire dans le même laps de temps qu'autrefois et nous devons donc prolonger nos travaux dans le temps. Nous cherchons des indices

[Text]

has not brought upon us a lessening of the effectiveness of our operation.

As far as I am concerned, there are no areas within the current operation of the AECB where there is any excess capability. I think we have some under-capability in some important areas.

• 1035

Mr. Clay: With reference to the comments on page 32 of the part III, regarding public input, why does not the Atomic Energy Control Board hold public hearings as part of its routine licensing process?

Mr. Jennekens: Madam Chairman, it has been a policy decision of successive governments that the board should not. More than one Minister, in the time I have been president—eight years—have said to certainly evaluate the various pros and cons, advantages and disadvantages, but not to take any action until without specific ministerial authority to proceed. It is an important question. It is one that we believe needs to be examined in the entirety of the public process for administrative tribunals, and it is clear to me that it is not all advantageous. The very adversarial public hearing process the United States has had for many, many years, I believe, has not served the public interest of the United States well. On the contrary, you have to be very careful about people like John Jennekens developing a very closed mind and parochial outlook. From time to time there have to be other fora, like this fora, to review and to in fact satisfy that the public interest is being served. We have a lot of criticism about the inadequacy of our consultative document system, which we have had in effect now for six years, thanks to the efforts of people like Mr. Hugh Spence, who is with us this morning. It is not a perfect system by all means. It is a very time-consuming system. It has been complicated by what I referred to in my opening remarks, as the new bureaucracy.

We have another level of bureaucracy in the federal government. I am trying to use that not in a derogatory sense, but in a sense of recognition that in fact a new step, a new layer, has been added. We, like other regulatory agencies, are not necessarily able to get on in as timely a fashion as we would like to with some of our regulatory actions.

Mr. MacLellan: Mr. Jennekens, you mentioned that you are under capacity in some important areas. I just wondered what those areas were.

Mr. Jennekens: I would say, Madam Chairman, that there are two areas in which I would like to see us have an enhanced capability, and that is a 25¢ word that has been used in some of the current documentation about regulatory effectiveness. One of them is in the area that Mr. Gagnon was asking about earlier. Why do we have so many exposures in the radioisotope field? When we began to operate our Laval, our Mississauga and our Calgary

[Translation]

susceptibles de nous prouver que cela n'a pas entraîné de relâchement dans l'efficacité de nos opérations.

En ce qui me concerne, il n'existe actuellement d'excédent de capacité dans aucun des services de la CCEA. Dans certains secteurs importants nous avons même une sous-capacité.

M. Clay: En ce qui concerne la participation du public, dont il est question à la page 36 de la partie III, pourquoi la Commission de contrôle de l'énergie atomique ne tient-elle pas d'audiences publiques dans le cadre de son processus normal de délivrance de permis?

M. Jennekens: Madame la présidente, ce sont les gouvernements successifs qui ont décidé ainsi. J'ai été président pendant huit ans. Plusieurs ministres au cours de cette période ont dit: allez-y, évaluez les avantages et les désavantages, mais n'allez pas de l'avant avant d'en avoir reçu la permission expresse du ministre. La question est quand même importante. Elle a trait à la participation du public de façon générale aux travaux de tous les tribunaux administratifs. En ce qui me concerne, je n'y vois pas que des avantages. Le processus contradictoire très poussé qui existe depuis des années aux États-Unis dans les audiences publiques n'a pas bien servi l'intérêt public. Par ailleurs, il faut éviter que des gens comme John Jennekens adopte une attitude trop renfermée et trop spécialisée. Il faut des tribunes comme celle-ci qui permettent de s'assurer que l'intérêt public est bien respecté. Nous avons entendu beaucoup de critiques au sujet de notre système de documents de consultation; il a été instauré il y a environ six ans grâce aux efforts de gens comme M. Hugh Spence, qui est ici avec nous ce matin. Il est loin d'être parfait. Il est long. Et, comme je l'ai dit dans ma déclaration liminaire, il a été compliqué parce que j'appelle la nouvelle bureaucratie.

Nous avons en effet un nouveau échelon de bureaucratie au gouvernement fédéral. Je ne donne pas nécessairement au terme une connotation péjorative. Je signale simplement qu'il y a un nouveau palier avec lequel il faut compter. Au même titre que d'autres organismes de réglementation, nous avons parfois des bâtons dans les roues et nous ne pouvons pas aller aussi vite que nous le voudrions.

M. MacLellan: Monsieur Jennekens, vous avez indiqué que vous étiez à court de ressources dans certains domaines importants. Je me demande quels sont ces domaines.

M. Jennekens: Il y a deux domaines précis pour lesquels j'aimerais bien voir une augmentation de notre capacité, et c'est un mot qui revient souvent dans les documents sur l'efficacité de la réglementation ces jours-ci. Il y a d'abord le domaine mentionné par M. Gagnon un peu plus tôt. Pourquoi avons-nous autant d'exposition aux radio-isotopes? Lorsque nous avons ouvert nos bureaux régionaux de Laval, à Mississauga et à Calgary, nous nous

[Texte]

regional offices, we began to find that there was a large increase in the number of reported over exposures. The actual number of over exposures was not any greater, but the reported number was greater, as was the number determined by our inspectors. I would like to see us being able to expand that part of our activities a little more.

Secondly, I would like to see us being able to increase this very recent subject that Mr. Clay has referred to, our capability in the public consultation field. If we had additional board members, I think we would then be able to hold meetings across the country—hopefully not public hearings, but public meetings—meetings with elected representatives, meetings with municipalities, meetings with authorities in various areas of government to try to ensure that the Atomic Energy Control Board is getting the kind of input from a regional standpoint, from a sectorial standpoint, that I am not confident we are getting right now. Those are therefore the two areas for which I would like to see us have some additional resources.

The Chairman: Thank you. On behalf of the committee, I want to thank you, Mr. Jennekens, and your officials for appearing before us this morning. We certainly do appreciate hearing from you. Once again, all our best wishes to you in your new position in Vienna.

Mr. Jennekens: Thank you very much, Madam Chairman. I am very much obliged for your patience and consideration. Thank you.

The Chairman: This part of the meeting is adjourned, and we will reconvene in three minutes to go in camera.

[Traduction]

sommes aperçus qu'il y avait une augmentation du nombre de cas de surexposition signalés. Il n'y avait pas plus de cas de surexposition comme tels, mais il y avait plus de cas signalés, relevés par nos inspecteurs. J'aimerais bien que nous puissions étendre notre activité à ce niveau-là.

J'aimerais également que nous fassions plus dans le domaine indiqué par M. Clay, c'est-à-dire la consultation du public. Si nous avions un plus grand nombre de membres, nous pourrions organiser des réunions publiques un peu partout au pays, je dis bien réunions publiques, et non pas audiences publiques; nous pourrions rencontrer les représentants élus, les municipalités, les autorités à divers paliers en vue de permettre à la Commission de contrôle de l'énergie atomique de connaître le point de vue régional, le point de vue sectoriel. Je pense que nous pourrions peut-être faire un peu plus à ce niveau. Ce sont les deux domaines pour lesquels je souhaiterais des ressources supplémentaires.

La présidente: Merci. Au nom du Comité, je remercie M. Jennekens ainsi que ses collègues d'avoir bien voulu témoigner ce matin. Nous leur sommes reconnaissants. Et bonne chance dans votre nouveau poste à Vienne.

M. Jennekens: Merci beaucoup, madame la présidente. Je vous sais gré de votre patience et de votre attention.

La présidente: La séance est levée pour ce qui est de la première partie. Nous reprendrons dans trois minutes à huis clos.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From the Atomic Energy Control Board:

Jon Jennekens, President;

Zigmund Domaratzki, Director General, Directorate of
Reactor Regulation;

John Beare, Director, Regulatory Research Branch;

Robert Blackburn, Director, Planning and
Administration Branch.

TÉMOINS

De la Commission de contrôle de l'énergie atomique:

Jon Jennekens, président;

Zigmund Domaratzki, directeur général, Direction
générale de la réglementation des réacteurs;

John Beare, directeur, Direction des études normatives;

Robert Blackburn, directeur, Direction de la
planification et de l'administration.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 21

Wednesday, May 13, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 21

Le mercredi 13 mai 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Main Estimates 1987-88: Vote 50 (National Energy
Board) under ENERGY, MINES AND
RESOURCES

CONCERNANT:

Budget des dépenses principal 1987-1988: Crédit 50
(L'Office national de l'énergie) sous la rubrique
ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage
Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Ellen Savage

MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, MAY 13, 1987
(32)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 6:15 o'clock p.m., in Room 371 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter and Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From the National Energy Board: Roland Priddle, Chairman; Robert St.G. Stephens, Executive Director; Wayne Ganim, Director, Finance Branch.

The Committee resumed consideration of its Order of Reference dated March 2, 1987, relating to the Main Estimates for the fiscal year ending March 31, 1988. (See *Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, March 5, 1987, Issue No. 11.*)

The Chairman called Vote 50 of the Main Estimates under ENERGY, MINES AND RESOURCES.

Mr. Roland Priddle made an opening statement and, with the other witnesses, answered questions.

At 7:46 o'clock p.m. the Committee adjourned to the call of the chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 13 MAI 1987
(32)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 18 h 15, dans la pièce 371, de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller technique; Lawrence Harris, économiste.

Témoins: De l'Office national de l'énergie: Roland Priddle, président; Robert St.G. Stephens, directeur exécutif; Wayne Ganim, directeur, Direction des finances.

Le Comité examine de nouveau son ordre de renvoi du 2 mars 1987 relatif au budget principal des dépenses pour l'exercice financier se terminant le 31 mars 1988. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 5 mars 1987, fascicule n° 11.*)

La présidente met en délibération le crédit 50 du budget principal des dépenses, crédit inscrit sous la rubrique ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES.

M. Roland Priddle fait une déclaration préliminaire, puis lui-même et les autres témoins répondent aux questions.

À 19 h 46, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

(Recorded by Electronic Apparatus)

[Texte]

Wednesday, May 13, 1987

• 1814

The Chairman: Order. The order of the day is the main estimates 1987-88, vote 50 under Energy, Mines and Resources, the National Energy Board.

ENERGY, MINES AND RESOURCES

National Energy Board

Vote 50—Program expenditures \$23,840,000

The Chairman: This evening we have as witness the National Energy Board, with Mr. Roland Priddle. I welcome you, Mr. Priddle, and thank you very much for facilitating us this evening. I do believe you have some opening remarks.

• 1815

Mr. Roland Priddle (Chairman, National Energy Board): Yes, Madam Chairman. Madam Chairman, may I introduce my colleagues?

The Chairman: Yes, please do introduce your colleagues.

Mr. Priddle: The executive director, Mr. Bob Stephens; the secretary, Mr. John Klenavic; *notre conseiller juridique adjoint, M. Jean Morel*. Madam Ninon Bourque is going to show some of the slides with Mr. Wayne Ganim. Mr. Ganim is our finance director.

The Chairman: Thank you.

Mr. Priddle: Madam Chairman, I am delighted to appear before you today to explain the estimates of the National Energy Board. The board's resource requirements for 1987-88 have changed significantly since the preparation of the part III estimates, and I would like to spend a few minutes explaining the changes and the reasons therefor.

During the fall of 1986 our senior management undertook an extensive review of the board's resource requirements in light of changes to the regulatory mandate and in energy industry activity levels. As a result, management decided in January 1987 to implement a major work force adjustment. The reduction is in the order of 65 person-years, or about 15%. The cut-off date for submitting the 1987-88 estimates to Treasury Board was September 1986. We were therefore unable to reflect the changes in the estimates now before you.

J'aimerais d'abord exposer les éléments qui nous ont amenés à décréter une réduction de l'effectif et les

TÉMOIGNAGES

(Enregistrement électronique)

[Texte]

Le mercredi 13 mai 1987

La présidente: À l'ordre, s'il vous plaît. Nous examinons aujourd'hui le budget de dépenses principal 1987-1988, le crédit 50 sous la rubrique Énergie, Mines et Ressources, Office national de l'énergie.

ÉNERGIE MINES ET RESSOURCES

Office national de l'énergie

Crédit 50—Dépenses du programme \$23,840,000

La présidente: Notre témoin est M. Roland Priddle, de l'Office national de l'énergie. Je vous souhaite la bienvenue, monsieur Priddle, et je vous remercie d'avoir accepté notre invitation. Je pense que vous avez une déclaration d'ouverture.

M. Roland Priddle (président, Office national de l'énergie): En effet, madame la présidente. Auparavant, puis-je vous présenter mes collègues?

La présidente: Je vous en prie.

M. Priddle: Notre directeur général est M. Bob Stephens, et notre secrétaire, M. John Klenavic; *our assistant legal counsel is Mr. Jean Morel*. M^{me} Ninon Bourque s'occupera des diapositives avec l'aide de M. Wayne Ganim. M. Ganim est notre directeur des finances.

La présidente: Merci.

M. Priddle: Madame la présidente, je suis très heureux d'avoir l'occasion de vous expliquer aujourd'hui le budget des dépenses de l'Office national de l'énergie. Les besoins en ressources de l'Office pour 1987-1988 ont changé considérablement depuis la préparation de la partie III du budget des dépenses. J'aimerais donc prendre quelques minutes pour vous exposer ces changements ainsi que les raisons pour lesquelles ils sont survenus.

Compte tenu des changements de mandat en matière de réglementation et de la modification du niveau d'activité de l'industrie énergétique, les cadres supérieurs de l'Office ont entrepris, au cours de l'automne 1986, une étude approfondie des besoins en ressources de l'Office. En conséquence, la direction a décidé, en janvier 1987, de procéder à un important réaménagement de ses effectifs. Ainsi, la réduction du personnel sera de 65 années-personnes ou d'environ 15 p. 100. Le mois fixé pour présenter au Conseil du Trésor le budget des dépenses pour 1987-1988 était septembre 1986. Par conséquent, il nous a été impossible de faire état de ces changements dans le budget des dépenses que vous avez en main.

I would like to outline what elements led us to this decision and what we are doing for affected employees. I

[Texte]

mesures prises pour venir en aide aux employés touchés. Je décrirai ensuite les effets des réductions sur les besoins en ressources pour l'année 1987-1988.

To put the current situation in perspective, it is useful to review the events that have contributed to the board's growth from about 160 person-years—I will call those PYs—in 1969-70 to 460 in 1983-84, to assess the impact these events have had on the board's workload, and then to consider more recent changes that have affected that workload.

In the first half of the 1970s the board started actively to regulate pipeline tolls for natural gas. Crude oil, oil product, and LPG exports were brought under National Energy Board licence and the board became responsible for implementing domestic natural gas price controls. As a result, the board's staff increased by about 130 PYs and brought it up to 290. In the second half of the decade of the 1970s we started actively to regulate oil pipeline tolls. We held hearings on northern pipeline proposals and there were serious concerns about adequacy of gas supply. The second oil price shock involved more rigorous regulation of oil supply and exports. About 90 PYs were added to the board's staff complement in this period. That brought it up to about 380.

In the early 1980s the National Energy Program was introduced, involving further regulatory work for the board. We started regular reviews of the energy supply and demand outlook. Complex hearings were held on the Arctic pilot project and on the regulation of the Northern Canada Power Commission, the government introduced revised pipeline land expropriation procedures and the number of board members was increased from 9 to 11. It was during this time that we obtained 80 additional PYs and reached a total staff complement of about 460 in 1983-84.

In the last few years much has changed on the energy scene, and the change seems to have accelerated in 1986. For example, the Western Accord of March 1985 eventually resulted in the elimination of oil export charges, the winding down of the Transportation Fuel Compensation Recovery Program, the elimination of short-term licensing of oil exports, and the end of heavy fuel oil import licensing.

[Traduction]

would then describe the effects of these reductions on our 1987-88 resource requirements.

Afin d'avoir une vue d'ensemble de la situation actuelle, il est important de passer en revue les événements qui ont amené l'Office à prendre de l'expansion: de 160 années-personnes en 1969-1970 à 460 en 1983-1984, d'évaluer l'incidence des ces événements sur la charge du travail de l'Office et, finalement, de tenir compte des changements récents qui ont influé sur la charge de travail.

Au cours de la première moitié des années 1970, l'Office a commencé à réglementer les droits des pipelinières et des gazières; les exportations de pétrole brut, de produits pétroliers et de gaz de pétrole liquéfié sont devenues l'objet de licences; finalement, l'Office est devenu responsable de l'application des contrôles des prix du gaz canadien. En conséquence, le personnel de l'Office a augmenté d'environ 130 années-personnes pour atteindre 290. Au cours de la deuxième moitié de cette décennie, nous avons commencé à réglementer les droits des oléoducs; des audiences ont été tenues pour étudier les demandes relatives au pipe-line du Nord; l'inquiétude grandissait au sujet des approvisionnements en gaz; finalement, le deuxième effondrement des prix du pétrole a nécessité une réglementation plus stricte des approvisionnements en pétrole. En conséquence, quelque 90 années-personnes supplémentaires ont été accordées à l'Office durant la période. Le total a alors atteint environ 380.

Au début des années 1980, le Programme énergétique national a été adopté, ce qui a entraîné une nouvelle augmentation de la charge de travail de l'Office en matière de réglementation; nous avons commencé à faire régulièrement des examens de la perspective quant à l'offre et à la demande énergétiques; des audiences complexes ont été tenues relativement au projet-pilote de l'Arctique et à la réglementation de la Commission d'énergie du Nord canadien; le gouvernement a adopté des procédures révisées relativement à l'expropriation des terres sur lesquelles passent les pipelines; finalement, le nombre de membres du conseil de l'Office est passé de neuf à 11. C'est au cours de cette période que 80 années-personnes supplémentaires ont été accordées à l'Office de sorte que le nombre d'employés est passé à 460 en 1983-1984.

Au cours des dernières années, le marché énergétique a subi de nombreux changements, particulièrement en 1986. Par exemple, par suite de l'Accord de l'Ouest en mars 1985, les redevances d'exportation du pétrole ont été éliminées; le Programme de redevances de recouvrement de l'indemnité pour les carburants destinés au transport a été aboli; il y a eu élimination des licences à court terme visant les exportations pétrolières; finalement les licences relatives à l'importations de mazout lourd ont été supprimées.

[Text]

removal of volume controls on short-term natural gas exports, reduced the board's activity in approving and monitoring natural gas export prices, and ended the regulation of domestic natural gas prices.

As the energy world changed dramatically in the past few years, the board itself has initiated a number of regulatory changes. For example, we expect within the next year or so to be able to turn over to pipeline companies the responsibility for protection of pipeline crossings by roads, other public utilities, and the like, subject always to our own safety standards. We have reduced the reporting requirements of some 30 smaller oil and gas pipeline companies on toll and tariff matters, and we have eliminated controls on liquefied petroleum gas exports.

The economic climate has been less favourable for Canadian energy resource development in the past year compared to previous years. As a result, there has been less new gas export activity and less new pipeline construction. Frontier projects, apart from Norman Wells, have yet to become commercial realities.

There remain, of course, important areas of NEB activity. There are certificate applications for interprovincial and international pipelines and for international power lines. We are dealing with applications for the licensing of new natural gas and electricity exports. The regulation of pipeline tolls and tariffs is taking more, rather than less, of the board's energies. In part this is because of new regulatory issues arising in a deregulated gas market. However, this workload should soon stabilize. Pipeline safety requires the board's attention, particularly as the pipeline system becomes older. Also, the board has a well-recognized role in the provision of integrated forecasts of Canadian energy supplies and requirements.

The above are some of the changes that led us to conclude that a work force reduction was warranted. The planned reduction of about 65 PYs, effected in a measured way over a period of about a year, will bring us back to the same levels we had in the mid-1970s; that is, before the northern pipeline hearings, the second oil price shock, and the National Energy Program. It is shown in those charts by the stippled grey background. The bars which go over to 1990-91 reflect our authorized PYs under an extant agreement with the Treasury Board.

In late February 1987 I announced a 15% reduction in person-years at a meeting of NEB employees. This reduction was in addition to the 10% reduction required as part of the overall government restraint measures. The 10% reduction has been attained through attrition over

[Translation]

contrôles du volume des exportations de gaz naturel à court terme ont pris fin; il y a alors eu réduction des activités de l'Office en matière d'approbation et de surveillance des prix d'exportation du gaz naturel; en outre, le règlement sur les prix du gaz canadien a été aboli.

Le marché énergétique ayant changé de façon radicale ces dernières années, l'Office a apporté certaines modifications à la réglementation. Ainsi, il compte être en mesure, au cours de la prochaine année, de s'en remettre aux sociétés pipelinrières pour ce qui est d'assurer la protection des pipelines dans les cas de croisement, (sous réserve de nos normes en matière de sécurité); il a en outre réduit l'obligation de rendre compte de quelque 30 petites sociétés d'oléoducs et de gazoducs sur les questions de droits et de tarifs; il a éliminé les contrôles exercés sur les exportations de gaz de pétrole liquéfié.

L'an dernier, la mise en valeur des ressources énergétiques canadiennes a été moins favorisée par la conjoncture économique, comparativement aux années précédentes. En conséquences, il y a eu moins de nouvelles exportations de gaz et moins de nouvelles constructions de pipelines. À l'exception du projet Norman Wells, les projets dans les terres domaniales ne sont pas encore devenus réalité.

Néanmoins, l'ONE continue d'oeuvrer dans de nombreux secteurs. En effet, l'Office s'occupe des demandes de certificat pour les pipelines internationaux et interprovinciaux et pour les lignes internationales de transport d'électricité. Il s'occupe également des demandes de licence pour les nouvelles exportations d'électricité et de gaz naturel. La réglementation relative aux droits et tarifs des pipelines prend une bonne part du temps de l'Office. Les nouveaux points de règlement qui sont soulevés du fait de la déréglementation dans le domaine du gaz expliquent en partie cette situation. Toutefois, la charge de travail devrait se stabiliser sous peu. En outre, la sécurité des pipelines requiert l'attention de l'Office, du fait que les réseaux pipeliniers se font vieux. De plus, l'Office est amené, comme c'est bien connu, à fournir des prévisions intégrées sur les besoins et les approvisionnements énergétiques au Canada.

Voilà donc certains des changements qui ont amené à conclure à la nécessité de réduire les effectifs. Nous avons planifié une réduction d'environ 65 années-personnes échelonnée sur une période d'environ un an, ce qui nous ramènera au même niveau qu'au milieu des années 1970, c'est-à-dire avant les audiences sur le pipe-line du Nord, le deuxième effondrement des prix du pétrole et l'adoption du Programme énergétique national. C'est le rayé gris dans les tableaux. Les données pour jusqu'en 1990-1991 reflètent les années-personnes autorisées en vertu d'une entente prolongée avec le Conseil du Trésor.

À la fin de février 1987, au cours d'une réunion avec les employés de l'ONE, j'ai annoncé une réduction de 15 p. 100 du nombre d'années-personnes, qui s'ajoute à la réduction de 10 p. 100 exigée dans le cadre des mesures globales de restriction établies par le gouvernement. La

[Texte]

the past two years, and we anticipate meeting the 15% additional reduction by the end of the fiscal year 1987-88. The board has issued surplus notices to some 65 employees but is working actively to ensure their redeployment in the public service or private sector.

Our employees were given a 12-month surplus period. The board has developed a comprehensive program to counsel and assist employees affected by this reduction. Thus, consultants specializing in redeployment counselling have been engaged. They conducted a two-day job search seminar for surplus employees and they are assisting our personnel branch and the Public Service Commission in providing personalized counselling. Every effort is being made to redeploy surplus employees. Fifteen of the 65 have been placed to date. No staffing takes place from outside the board without the prior approval of the executive director. Term employees are being replaced by existing full-time indeterminate employees wherever possible.

Also, with a view to providing employment opportunities at the board we have supported requests from non-affected staff for part-time employment, job sharing, long-term leaves of absence, secondment to other organizations, or voluntary early retirement. Surplus employees are eligible for up to 24 months of retraining for vacancies in the board or elsewhere in the Public Service. We are offering other government departments that hire surplus employees the related person-years and salary dollars through March 1988.

• 1825

The board's work force adjustment program creates opportunities for affected employees to leave the Public Service under favourable conditions. For example, there is a possibility of receiving up to six months' salary in lieu of surplus status. Likewise, there is a possibility in certain situations for the penalty to be waived for those who opt for early retirement.

The final results of this work force reduction program will not be known until the end of the current fiscal year. April 1, 1988 is our target date for the full implementation of the 15% reduction. It is difficult to forecast the effect of this program on our 1987-88 resource requirements. This is because of uncertainties such as when during the year employees will leave the board. What will be the separation mode? And there is the issue of retirement or severance pay. There is the question of leaving the Public Service and receiving a cash-out or moving to another government department or location and receiving moving expenses, and there is the issue of whether the government department receiving our employees will request the PY or the salary dollars.

[Traduction]

réduction de 10 p. 100 a été réalisée grâce à l'érosion des effectifs au cours des deux dernières années, et nous croyons pouvoir atteindre l'objectif de 15 p. 100 d'ici la fin de l'exercice financier 1987-1988. L'Office a remis des avis de poste excédentaire à quelque 65 employés, même s'il fait tout son possible pour les réaffecter à l'intérieur de la Fonction publique ou dans des entreprises privées.

Le statut d'employé excédentaire est valable pour une période de douze mois. L'Office a mis sur pied un programme pour conseiller et aider les employés touchés. On a embauché des experts-conseils en réaffectation de personnel qui ont animé un séminaire de deux jours sur la recherche d'emploi pour les employés excédentaires et aident la direction du personnel ainsi que la Commission de la Fonction publique à fournir des services de counseling personnalisés. L'Office fait tout son possible pour réaffecter les employés excédentaires. Jusqu'à maintenant, 15 sur 65 ont été placés. Aucun employé de l'extérieur de l'Office n'est engagé sans l'approbation préalable du directeur général. Les employés temporaires sont remplacés, dans la mesure du possible, par des employés permanents à temps plein travaillant déjà à l'Office.

De plus, en vue de créer des possibilités d'emplois à l'Office, nous avons appuyé les demandes de travail à temps partiel, de partage de postes, de congé de longue durée, de détachement dans d'autres organismes ou de départ anticipé à la retraite volontaire présentées par le personnel non visé par la réduction. Les employés excédentaires sont admissibles à un programme de recyclage d'une durée maximale de 24 mois pour occuper les emplois vacants à l'office ou à l'intérieur de la Fonction publique. Jusqu'en mars 1988, nous offrons aux autres ministères gouvernementaux qui embauchent des employés excédentaires les années-personnes et le salaire correspondants.

Le réaménagement des effectifs à l'office offre l'occasion aux employés visés de quitter la Fonction publique à des conditions avantageuses. Par exemple, ils peuvent recevoir l'équivalent d'au plus six mois de salaire s'ils renoncent à leur statut d'employé excédentaire. De même, ceux qui optent pour un départ à la retraite anticipé peuvent, dans certains cas, se soustraire à la pénalité.

Les résultats de ce programme de réduction des effectifs ne seront pas connus avant le 1^{er} avril 1988, date visée pour la réalisation complète de la réduction de 15 p. 100. Il est donc difficile d'en prévoir les effets sur les besoins en ressources pour 1987-1988, certaines questions restant encore sans réponse, comme la date de départ des employés, le genre de cessation d'emploi, le départ à la retraite, l'indemnité de départ, la date de cessation inscrite sur la feuille de paye pour le paiement final, l'acceptation d'un emploi dans un autre ministère gouvernemental ou à un autre endroit, ce qui implique des frais de déménagement, le transfert éventuel des années-personnes et du salaire à l'autre ministère gouvernemental. Néanmoins, nous estimons actuellement qu'en 1987-1988

[Text]

Notwithstanding the above, we currently estimate that for 1987-88 we should lapse approximately 40 PYs—we have 433 approved; minus the 40, that equals 393—and about \$1.8 million from what is shown in our part III estimates.

In addition, I have updated figures 3 and 7 from the part III estimates for 1987 and 1988. We have put in a forecast for 1988-89. I would like to point out that these are preliminary figures, and they are likely to change as we implement our work force adjustment program. These figures will be updated in the fall.

Following full implementation of our work force adjustment program, it is our opinion that the board will be a better and more challenging place to work, while saving taxpayers approximately \$4 million per year on a continuing basis.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Priddle. Do you have any copies of those slides, Mr. Priddle?

Mr. Robert St.G. Stephens (Executive Director, National Energy Board): We could certainly leave you a set, Madam Chairman.

The Chairman: Your board remains at the same number, Mr. Priddle?

Mr. Priddle: Madam Chairman, according to the statute, there are 11 permanent members and up to 6 temporary members. There are at the moment 9 permanent members. That follows 2 retirements and 1 resignation in 1986, offset in part by the appointment of a person who was previously a temporary member to become a permanent member. So 9 of the 11 seats are filled.

I have said in the annual report that I believe 9 is about the right size for the board. There is one temporary member at the moment. He was appointed to join the hearing panel in the *Hydro-Québec* application for exports of electricity to the New England Power Pool.

The Chairman: I gather, though, that he was appointed temporarily, just to fill that position until that specific project was addressed.

• 1830

Mr. Priddle: That is correct, Madam Chairman, so he has a six-month appointment.

The Chairman: Thank you, Mr. MacLellan.

Mr. MacLellan: Welcome, Mr. Priddle. I would like to thank you gentlemen for coming here this evening. I would like to congratulate the board on the work it has been doing. Certainly the fact that you can reduce by 40 is going to be quite significant, because I would think that although the avenues of activity that you described, such as the National Energy Program, are no longer in place, there is still a good deal of work for the board to do and I think the board is going to be very, very busy.

One activity I would like to ask questions on is the present hearing on the surplus test. My understanding is

[Translation]

nous aurons réduit l'effectif d'environ 40 années-personnes, 433 postes approuvés moins 40 égalent 393, ce qui équivaut à une réduction de 1,8 million de dollars des prévisions faites dans la Partie III du Budget des dépenses.

De plus, j'ai mis à jour les tableaux 3 et 7 de la Partie III du Budget de 1987-1988 et j'ai fait une prévision pour 1988-1989. Veuillez toutefois noter qu'il s'agit de données préliminaires pouvant être modifiées au fur et à mesure que le programme de réaménagement des effectifs sera réalisé. Ces données seront mises à jour à l'automne.

Par suite de la réalisation complète du programme de réaménagement des effectifs, nous croyons que l'Office national de l'énergie deviendra un lieu de travail plus stimulant, qui fera épargner aux contribuables environ 4 millions de dollars par année, de façon permanente.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Priddle. Avez-vous des copies de vos diapositives?

M. Robert St.G. Stephens (directeur général, Office national de l'énergie): Nous pouvons vous en remettre un jeu, madame la présidente.

La présidente: Le nombre de membres du conseil, comme tel, reste bien le même, monsieur Priddle?

M. Priddle: En vertu de la loi, madame la présidente, il y a 11 membres permanents du conseil et jusqu'à six membres temporaires. Il compte actuellement neuf membres permanents. Il y a, en effet, eu deux personnes qui ont pris leur retraite et une qui a remis sa démission en 1986; une autre, qui était membre temporaire auparavant, a été nommée à titre permanent. Donc, neuf des onze sièges sont actuellement occupés.

J'ai déjà indiqué dans un rapport annuel que, selon moi, neuf membres suffisent. Il y a actuellement un membre à titre temporaire. Il a été nommé au comité qui examine la demande de l'*Hydro-Québec* en vue de l'exportation d'électricité à la *New England Power Pool*.

La présidente: Il y a été nommé à titre temporaire, j'imagine, pour l'examen de cette demande.

M. Priddle: C'est exact, madame la présidente, c'est une nomination pour six mois.

La présidente: Merci. Monsieur MacLellan.

M. MacLellan: Bienvenue, monsieur Priddle. Je vous remercie, monsieur, d'avoir bien voulu comparaître devant nous ce soir et je félicite l'Office du Conseil pour ses réalisations. Que vous soyez parvenus à éliminer 40 postes sera certainement très important, car certaines activités décrites comme les programmes nationaux de l'énergie disparaissent, mais il reste beaucoup de travail à faire, et je pense que l'Office va être très, très occupé.

Il y a quelque chose sur lequel j'aimerais vous poser des questions, c'est l'audience actuellement en cours sur le test

[Texte]

that before the recent last year's hearings, that surplus is 25 years. Is that correct?

Mr. Priddle: Yes. Prior to our report dated April 1986, which introduced new gas export surplus determination procedures, what I call the "stock" element of the procedures was called "25A1"; that is, the board sought to set aside for Canadian requirements 25 times the current year's total gas demand in Canada.

Mr. MacLellan: Then it was reduced to 15 years.

Mr. Priddle: It was reduced to 15, but of a different ratio.

Mr. MacLellan: Different common denominator.

Mr. Priddle: That is correct. For comparison purposes, we said in the April report that the change to a reserves-to-production ratio procedure in which the multiple was 15 was approximately equivalent to 20A1 under the previous procedure.

Mr. MacLellan: It is 20—

Mr. Priddle: Approximately 20, compared with the previous 25.

Mr. MacLellan: I see. So it went from 25 to 20 if you use the same means of arriving at the ratio.

Mr. Priddle: Yes, that is correct, *grosso modo*.

Mr. MacLellan: The Alberta Energy Resources Conservation Board has recently held similar inquiries and they have advocated that the tests now be 15 years—is that correct?

Mr. Priddle: Mr. MacLellan, they held hearings in January and in April and made public a report which represents a decision rather than a proposal, because they are in sole charge of gas removals from the province. Their decision is to adopt a formula to protect the requirements of the core market, that is the residential and small commercial market. The set-aside for that market is 15 times the current year's requirements and they are calling that 15C1. They will protect or allow to be protected, by contract, all of the non-core requirements.

Mr. MacLellan: My concern, of course, is that this would be taken by the National Energy Board as the feeling of the Province of Alberta and would influence the board's decision. I am not certainly saying that it would, Mr. Priddle, but I am concerned because with deregulation it seems more and more that this surplus test is being borne by the producers and the benefit of it is going to the pipeliners and to the distributors who are able to assure that this reserve is going to be in place. I am concerned about the producers, frankly, and their ability to be able to survive at times when a lot of them are merely working for the banks. When would you anticipate

[Traduction]

relatif au surplus. Je crois comprendre que l'an dernier lors des dernières audiences, le surplus était de 25 ans. C'est bien le cas?

M. Priddle: En effet. Avant la publication de notre rapport en avril 1986, qui a adopté de nouvelles méthodes pour déterminer les nouvelles quantités de surplus de gaz susceptibles d'être exportées, ce que j'appelle l'élément constant figurait sous la rubrique «25A1», autrement dit. L'Office essayait de déterminer pour les besoins du Canada des réserves égales à 25 fois la demande totale de gaz au pays pour l'année courante.

M. MacLellan: Ensuite, on a réduit cela à 15 ans.

M. Priddle: En effet, mais le rapport n'était plus le même.

M. MacLellan: Le dénominateur commun était différent.

M. Priddle: C'est juste. Pour fins de comparaison, nous précisons dans notre rapport d'avril que la nouvelle méthode d'établir le rapport réserve—production utilise le multiple 15, qui équivaut à peu près à 20A1 selon l'ancienne méthode.

M. MacLellan: C'est 20. . .

M. Priddle: À peu près 20, contre 25 auparavant.

M. MacLellan: Je vois. On a donc passé de 25 à 20 si vous utilisez la même méthode pour établir le rapport.

M. Priddle: Oui, c'est juste *grosso modo*.

M. MacLellan: Le *Energy Resources Conservation Board* de l'Alberta a récemment tenu des enquêtes similaires et a préconisé des tests de 15 ans, n'est-ce pas?

M. Priddle: Monsieur MacLellan, il y a eu des audiences en janvier et en avril, et on a publié un rapport, qui est une décision plutôt qu'une proposition, car cet organisme est le seul responsable du gaz vendu à l'extérieur de la province. Une formule a été adoptée afin d'assurer le ravitaillement du marché principal, soit un petit nombre de clients commerciaux et les clients résidentiels. Pour ce marché, on a mis de côté 15 fois les besoins de l'année en cours, c'est ce qu'on appelle le 15C1. On protégera par contrat tous les besoins autres que les besoins susmentionnés.

M. MacLellan: Ce qui m'inquiète, bien entendu, est que l'Office national de l'énergie pourrait s'imaginer qu'il s'agit là d'une décision de la province de l'Alberta et que cela influence sa décision. Je ne veux pas dire que cela serait nécessairement le cas, monsieur Priddle, mais je m'inquiète parce qu'avec la déréglementation, il semble que de plus en plus ce soit les producteurs qui fassent les frais de ce test de détermination des surplus, mais qu'il profite surtout aux compagnies de pipelines et de distribution, qui peuvent désormais compter sur cette réserve. Si je parle des producteurs, en toute honnêteté, c'est que s'ils arrivent à survivre bien souvent, c'est

[Text]

that we will have a decision from the National Energy Board on this question?

[Translation]

seulement en enrichissant les banques. Quand pensez-vous que l'Office national de l'énergie rendra sa décision en l'occurrence?

• 1835

Mr. Priddle: Madam Chairman, I can just tell the committee a little bit about the process. In December last, we produced a hearing order, we asked for submissions. They were received, for the most part, by the end of February. We provided a period of about a month for interested parties to ask each other questions about their submissions, and we then went into hearings. They took a total of three weeks, and were concluded at the end of last week. We heard parties who wished to be heard in Ottawa the week before Easter, in Calgary the week after Easter. We then took a week's break, and last week heard those who wished to appear in Toronto.

We have now collected the evidence. The final argument is due to be submitted to the board in writing, Tuesday of next week. There is likely to be some slippage there, I fear, as there so often is when people are asked to send written material to a deadline. The board, pursuant to section 14 of the act, appointed me to be a single member to hear the evidence and make a report to it about the subject-matter. The board itself will then form its decision and release its report.

We have just concluded the taking of evidence. The record will be complete when we have the written argument and one or two small pieces of information for which provision was made during the oral proceeding.

Madam Chairman, I do not think it will surprise anyone to know there is some polarization of views on this issue. It will not be an easy one for the board to come to grips with. In terms of preparation of my report, which will not be made public, the board's own discussion, coming to a decision, the preparation of that decision, translation and printing time is going to add up to many weeks. I would not expect the board could produce a report until some time in the month of August.

Madam Chairman, I am sure the committee would want this board to produce a good report rather than a quick report.

The Chairman: Absolutely.

Mr. Priddle: And if it takes a few more weeks of deliberation to produce a good report, as chairman I would certainly want that to be the case.

Mr. MacLellan: Would that report, Madam Chairman, be made public in August, or will it be submitted to the government for study? Do you have any idea?

Mr. Priddle: My personal expectation would be that we would make it public and simultaneously make it available to the Minister. This is a review which the Minister has asked us to undertake. We expressed last

M. Priddle: Madame la présidente, je peux vous donner quelques détails sur la façon dont nous procédons. En décembre dernier, quand nous avons décidé de tenir des audiences nous avons demandé aux intéressés de nous faire parvenir des exposés. La plupart d'entre eux nous sont parvenus avant la fin de février. Nous avons prévu une période d'un mois pour permettre aux intéressés de se poser des questions mutuelles sur leurs exposés, et ensuite les audiences ont débuté. Elles ont duré trois semaines en tout et viennent de se terminer la fin de semaine dernière. Nous avons entendu ceux qui voulaient se faire entendre à Ottawa la semaine avant Pâques et à Calgary la semaine après Pâques. Nous avons ensuite pris une semaine de repos et finalement nous avons entendu ceux qui voulaient comparaître à Toronto.

Nos témoignages sont désormais complets. L'argumentation finale doit être présentée à l'Office par écrit mardi prochain. Il y a des chances pour que les choses soient un peu retardées, ce qui est souvent le cas lorsqu'on demande aux gens d'envoyer quelque chose par écrit avant une date limite. L'Office, en vertu de l'article 14 de la loi, m'a choisi pour entendre seul les témoignages et présenter un rapport sur le sujet. L'Office lui-même prendra ensuite sa décision et publiera son rapport.

Nous venons d'entendre le dernier témoignage. Le dossier sera complet lorsque j'aurai en main l'argumentation écrite ainsi que deux ou trois autres documents que l'on a demandés pendant les audiences.

Madame la présidente, je ne pense pas surprendre qui que ce soit en vous disant qu'il y a une certaine polarisation de vues en l'occurrence. La décision ne sera pas facile pour l'Office. Pour la préparation de mon rapport, qui restera confidentiel, les discussions de l'Office précédant leur prise de décision, la préparation de la décision, la traduction et l'impression, il faudra quelques semaines de plus. Je ne m'attends donc pas à ce que l'Office publie son rapport avant le mois d'août.

Madame la présidente, je suis sûr que le Comité préfère attendre un peu pour avoir un bon rapport.

La présidente: Certainement.

M. Priddle: Et si cela prend quelques semaines de libération de plus pour avoir un bon rapport, si j'étais président, c'est certainement ce que je voudrais.

M. MacLellan: Madame la présidente, est-ce que ce rapport sera publié en août ou est-ce qu'il sera présenté pour étude au gouvernement à cette époque? Le savez-vous?

M. Priddle: Personnellement, je m'attends à ce qu'il soit remis au ministre et publié simultanément. Il s'agit là d'une tâche que le ministre nous a confiée. Nous avons dit en novembre dernier que nous étions prêts à le faire

[Texte]

November preparedness to do that. The subject-matter is within the board's own competence. The Minister has said that he does not envisage changing the act. What we are therefore reviewing is one of the board's own policies. It does not require further political action or parliamentary action to implement that policy. So given that it is a matter within the board's competence, I think the board would publish the report as soon as it is available.

Mr. MacLellan: The board has approved a plan by Cyanamid Canada Inc. to build its own natural gas pipeline and bypass the local gas utility company, which in this case is Consumers Gas. Although the board based its decision on what was in the best interest of the public, I think it also challenged the provincial jurisdiction in the matter. The Ontario Energy Board has taken this case to the Ontario Supreme Court as a constitutional issue. I believe the hearing was scheduled for March 17. What is the status of this issue? Has the National Energy Board considered this as a precedent for future rulings?

• 1840

Mr. Priddle: Madam Chairman, the board had to deal with an application by Cyanamid Canada Inc. for the construction of a bypass line between the main line of TransCanada PipeLines near Niagara Falls and the plant of Cyanamid. And "bypass", as I am sure the committee knows, means bypass of existing distribution facilities, which are owned by Consumers Gas.

The board appointed a panel, which was then seized of the application. The panel felt it needed to deal with the jurisdictional issue. It satisfied itself that such a pipeline was properly within the jurisdiction of the Parliament of Canada and therefore of the National Energy Board. That was the first part of its decision. The second part of its decision was to examine the public interest in the construction of such a pipeline. And it found that the public interest would be so served.

Meanwhile, bypass pipelines had been under examination and investigation, I believe, by the Ontario Energy Board. And that board put a general reference on the issue of jurisdiction over bypass pipelines in the province to the Ontario Divisional Court. The Divisional Court found in favour of the Ontario Energy Board, found that jurisdiction over such pipelines was within the competence of the province.

There has recently been a further reference to the Ontario Court of Appeal on this matter, but again instituted by the Attorney General for Ontario. There is no activity that I know of in the Federal Court system. However, I should mention that Cyanamid has applied to the National Energy Board for a review of its decision pursuant to section 17 of the National Energy Board Act, and that review is still in hand. The application has been received; the review has not yet taken place by the board. So in terms of the board's activity, it is *sub judice*.

[Traduction]

puisque'il s'agit d'un sujet qui relève de la compétence de l'Office. Le ministre a précisé qu'il n'envisageait pas de modifier la loi. Ce que nous étudions donc est une des politiques de l'Office. C'est pourquoi il n'est pas nécessaire pour mettre cette politique en oeuvre que l'on agisse sur le plan politique ou au Parlement. Vu qu'il s'agit d'une question qui relève de la compétence de l'Office, je m'attends à ce que l'Office publie son rapport dès qu'il sera disponible.

M. MacLellan: L'Office a autorisé Cyanamid Canada Inc. à construire son propre pipeline de gaz naturel et à ne pas utiliser les canalisations de la compagnie de gaz locale, en l'occurrence Consumers Gas. L'Office a pris sa décision parce qu'elle était à l'avantage du public, mais je pense qu'elle mettait en doute la compétence locale en la matière, et l'Office national de l'énergie de l'Ontario s'est adressé à la Cour Suprême de l'Ontario. Je pense que l'audience était prévue pour le 17 mars. Où est la question? Est-ce que l'Office national de l'énergie considère qu'il s'agit là d'un précédent pour des décisions ultérieures?

M. Priddle: Madame la présidente, l'Office a étudié une demande présentée par *Cyanamid Canada Inc.* prévoyant la construction d'une ligne de dérivation entre la ligne principale de *TransCanada Pipelines* près des chutes du Niagara et l'usine de *Cyanamid*. Je pense que le Comité sait que cette canalisation de dérivation signifie qu'on n'utilise pas les canalisations déjà en place, en l'occurrence celles de *Consumers Gas*.

L'Office a nommé un panel qui a étudié la demande, et a jugé bon d'étudier le problème de compétence. Il a été convaincu que ce pipeline relevait effectivement de la compétence du Parlement du Canada, donc de celle de l'Office national de l'énergie. Voilà la première partie de la décision. Pour la deuxième partie de la décision, l'Office s'est demandé si la construction d'un tel pipeline servirait l'intérêt public, et c'est effectivement ce qu'il a conclu.

Dans l'intervalle, je pense que l'Office de l'énergie de l'Ontario a étudié le cas des pipelines de dérivation et il a déferé à la Cour de division de l'Ontario la question de savoir de qui ces pipelines relevaient. La Cour de division s'est prononcée en faveur de la Commission de l'énergie de l'Ontario et a décrété que les pipelines relevaient de la compétence provinciale.

Le procureur général de l'Ontario a fait appel de la décision récemment devant la Cour d'appel de l'Ontario. Autant que je sache, aucune procédure n'a été engagée devant le Cour fédérale. Néanmoins, je dois mentionner que *Cyanamid* avait demandé à l'Office national de l'énergie de revoir sa décision au terme de l'article 17 de la Loi relative au Conseil national de l'énergie. La demande a été reçue, mais l'Office n'a pas encore entrepris d'étude. Le fait reste donc *sub judice*.

[Text]

The Chairman: Perhaps you would like to come back to that later, Mr. MacLellan. Mr. Gagnon.

Mr. Gagnon: Mr. Priddle, it is a pleasure to welcome you here again. You have certainly been a busy lad, looking at not only the one-man sitting on a very onerous task on the surplus redetermination, but the changes and the downsizing that you are undertaking. Tell me, has Treasury Board requested you to have a look at any cost recovery?

Mr. Stephens: Yes, they have, and we are doing that. We currently do some cost recovery on things like inspection of pipelines, which is allowed for now, but we are looking at our whole activity to look at what is possible and feasible to go to cost recovery if that is so decided. We have promised to get back to Treasury Board by about June or July, I think, on this matter.

It is quite clear it can be done, and there are many ways of doing it. But whether one wishes that it should be done—I do not mean the National Energy Board—I think is open to some discussion as to the pros and cons of cost recovery of the cost of regulation.

Mr. Gagnon: Would this be 100% of your budget?

Mr. Priddle: I think I will ask Mr. Stephens to respond to that. He has been dealing with Treasury Board on cost recovery.

Mr. Stephens: I think that is probably unlikely. I mean it could be, by using overhead systems to bring it up to that. I think more likely a more practical figure would be something of the order of 80%, rather than 100%.

• 1845

Mr. Gagnon: Would this be some sort of system similar to what the Energy Resources Conservation Board of Alberta uses?

Mr. Stephens: We would not like to say at this moment. We are looking at that system; we are looking at FERC in the United States; we are looking at several systems. There are many different mechanisms, and as I say, there are pros and cons to each of these mechanisms. I think first and foremost we must come to grips with the pros and cons of the principle of cost recovery for a regulatory agency.

Mr. Gagnon: I notice that in your text you are talking about the increase in the gas and oil pipeline toll and tariff hearings. Specifically, on page 2, for instance, you say that in the first half of 1970 the board started actively to regulate gas pipeline tolls. What happened prior to that stage?

Mr. Priddle: Gas pipeline companies in the board's jurisdiction were simply required to file their tolls and tariffs and to file financial information according to a prescribed uniform reporting design. I understand that in 1969 or 1970 TransCanada PipeLines felt that it needed to

[Translation]

La présidente: Vous pourrez probablement poser d'autres questions tout à l'heure, monsieur MacLellan. Monsieur Gagnon.

M. Gagnon: Monsieur Priddle, c'est un plaisir de vous accueillir à nouveau. Vous avez été fort occupé, c'est une tâche énorme qu'on vous a confiée à vous seul que celle d'étudier la redétermination des surplus sans parler des changements entrepris et de la réduction de personnel. Le Conseil du Trésor vous a-t-il demandé d'envisager de rentrer dans vos frais?

M. Stephens: Certainement, et c'est ce que nous faisons. Nous récupérons à l'heure actuelle une partie de nos frais grâce à l'inspection des pipelines, ce que nous avions déjà le droit de faire, mais nous envisageons d'autres activités acceptables, qui nous permettraient de recueillir d'autres fonds. Nous avons promis une réponse au Conseil du Trésor d'ici juin ou juillet, je crois.

Il est clair que la chose est faisable et qu'il y a bien des façons d'y parvenir. Quant à savoir si c'est là un objectif valable pour l'Office national de l'énergie, la discussion reste ouverte, et il y a certainement des arguments pour et des arguments contre.

M. Gagnon: Est-ce que cela couvre 100 p. 100 de votre budget?

M. Priddle: Je demanderai à M. Stephens de vous répondre puisque c'est lui qui a traité là-dessus avec le Conseil du Trésor.

M. Stephens: Probablement pas, mais ce serait faisable si l'on avait les bons systèmes en place. Je pense que plutôt que 100 p. 100, c'est de l'ordre de 80 p. 100.

M. Gagnon: Est-ce que vous adopteriez à peu près le même système que la *Energy Resources Conservation Board* de l'Alberta?

M. Stephens: C'est encore trop tôt pour le dire. Nous étudions ce système, nous en étudions plusieurs autres, comme le FERC des États-Unis. Comme je l'ai dit, il y a bien des systèmes différents, et chacun a ses avantages et ses inconvénients propres. Je pense que la première des choses, c'est de décider si une agence de réglementation devrait effectivement rentrer dans ses frais.

M. Gagnon: Je remarque que, dans votre texte, vous parlez de l'augmentation des droits des gazoducs et des pipelines, et des audiences sur les tarifs. À la page 2, en particulier, vous mentionnez que, de janvier à juin 1970, l'office a commencé à réglementer les droits des gazoducs. Que faisait-on auparavant?

M. Priddle: Les compagnies de gazoduc, relevant de l'office, devaient simplement déposer leurs droits et tarifs ainsi que les informations financières prescrites, en bonne et due forme. En 1969 ou en 1970, *TransCanada PipeLines*, apparemment, a jugé bon de demander que

[Texte]

have a properly regulated toll and on its own motion applied to the board to be regulated for toll purposes. That was the gas pipeline side.

On the oil pipeline side the regulation started when there was a large increment to Interprovincial Pipe Line's rate base as a result of construction of the Sarnia-Montreal pipeline around about 1975.

Mr. Gagnon: Thank you. It would be nice if we could ever get back to those golden years again, without having a mammoth hearing, especially the one that was undertaken with TransCanada.

FERC was mentioned a little earlier. Can you tell me the status of the letter you and other people have written on the FERC decision which was detrimental to the gas export?

Mr. Priddle: I am frankly not aware of what has happened to it. As the committee is aware, the issue Mr. Gagnon is raising is what is now referred to as "Federal Energy Regulatory Commission Ruling 256", and it relates to the treatment by jurisdictional American pipelines that come under the FERC's responsibility of the gas prices charged by those pipelines to other buyers; that means local distribution companies. The FERC found that it was not just and reasonable, in their view of the world, for those prices to be passed through on an "as billed" basis. The basis on which they were being billed was a mirror reflection of the pricing from Canadian exporting companies, whether they were pipelines or gas brokers, to the American pipelines.

The FERC attacked the transaction from the jurisdictional pipelines to the local distribution companies, but it was in effect a mirror, a back-to-back transaction against the Canadian export and American import transaction.

There have been many representations, one from the secretary of our board to the secretary of the commission, and, according to the media, one from a level as senior as the Prime Minister to the President last week. Opinion 256 has been referred for review by the commission, and the most recent date set down for that review was today. However, we heard last week that the review had been again deferred, with no definite date for it to take place.

• 1850

Mr. Gagnon: Have the findings of 256 been instituted? Are we running under the new charges or the old charges?

Mr. Priddle: The specific case which led to this decision being taken last December by the FERC was related to a transaction from TransCanada PipeLines to the Natural Gas Pipeline Company of America. That decision is still subject to review—subject to review because it has been appealed by those parties and several other interested parties.

Madam Chairman, in response to Mr. Gagnon's question, it is being implemented, but whether it will be finally implemented depends on the outcome of the

[Traduction]

l'on réglemente ses droits et a présenté à l'office une motion à cette fin.

On a commencé à réglementer les droits relatifs aux pipelines lorsque le taux de base de *Interprovincial Pipe Line* a monté brusquement, à la suite de la construction du tronçon Sarnia-Montréal vers 1975.

M. Gagnon: Je vous remercie. Ce serait bon de revenir à la belle époque et de ne pas être obligé de tenir ces énormes audiences, comme celle de TransCanada en particulier.

Tout à l'heure, vous avez parlé du FERC. Vous avez adressé une lettre au FERC alléguant que sa décision nuisait aux exportations de gaz. Qu'est-il arrivé par la suite?

M. Priddle: Franchement, je l'ignore. La question que soulève maintenant M. Gagnon, c'est ce que l'on appelle désormais la «*Federal Energy Regulatory Commission Ruling 256*» relative au prix du gaz facturé par les sociétés de pipeline américaines relevant du FERC aux autres acheteurs, soit aux compagnies de distribution locales. Le FERC a jugé que leur mode de facturation n'était ni juste ni raisonnable, puisqu'on leur facturait exactement le prix que les compagnies canadiennes d'exportation, compagnies de pipeline ou courtiers en gaz, facturaient aux pipelines américaines.

Le FERC a conclu que les ventes des sociétés de pipeline, relevant de sa compétence, aux compagnies de distribution locales, représentaient en fait des transactions adossées qui nuisaient aux exportations canadiennes et aux importations américaines.

Un grand nombre d'instances ont été présentées, entre autres par le secrétaire de l'office au secrétaire de la commission et, selon les médias, par le premier ministre au président américain, lui-même, la semaine dernière. La commission était censée étudier aujourd'hui la décision 256. Néanmoins, on nous a dit la semaine dernière que cette étude avait été reportée à plus tard et qu'on n'avait pas fixé de date.

M. Gagnon: Est-ce qu'on a donné suite aux conclusions de 256? Est-ce que c'est le nouveau tarif ou l'ancien qui est en vigueur?

M. Priddle: Le cas particulier qui a donné lieu à la décision prise en décembre dernier par le FERC concernait une transaction entre *TransCanada Pipelines* et la *Natural Gas Pipeline Company of America*. La décision pourra être changée, car elle a fait l'objet d'un appel de la part des deux parties et d'autres parties intéressées.

Madame la présidente, pour répondre à la question de M. Gagnon, les nouvelles dispositions sont en vigueur, mais on ne sait pas encore si ce sera définitif. Il faudrait

[Text]

review. Meanwhile, however, my understanding is that whenever American pipelines, which are importers of Canadian gas, are filing what are called "purchase gas adjustment filings", which can take place as frequently as every six months, the commission has required that the price of imported gas can only be flowed through from the pipeline in question to the local distribution company, if the design of the pricing, as between fixed charges and variable charges—demand charges and commodity charges—reflects the commission's view of what is appropriate in terms of pipeline charges. And although only one case has been dealt with specifically by the commission—that in the case of the Natural Gas Pipeline Company of America—that decision is being extrapolated through this mechanism of the purchase gas adjustments to other pipelines as they come forward seeking adjustments in their gas pricing.

The Chairman: I have to ask what Mr. Gagnon asked, Mr. Priddle. Are we under the new rules or the old rules?

Mr. Priddle: Some gas will be imported under the old rules, because the particular transaction has not yet in any sense come under the scrutiny of the FERC. But in a number of cases, and I do not recall how many, the commission is requiring that changes be made in the pricing to reflect last December's decision.

The Chairman: Is that applied to all the pipelines, or is the...?

Mr. Priddle: No, there are some exceptions, Madam Chairman. For instance, exports by Canadian companies directly to local distribution companies do not fall under FERC jurisdiction. An example of that would be TransCanada PipeLines to the Boundary Gas group in the northeastern United States, which is a group of local distribution companies. Another exception is the exports being made through the pre-build of the Alaska Natural Gas Transportation System. That is also excluded.

The Chairman: Why?

Mr. Priddle: It is excluded, really, pursuant to the Canada-U.S.A. understandings on minimum revenue requirements, which would flow to meet the revenue needs of the pre-build.

The Chairman: Okay, I can understand that one.

Mr. Gagnon: I would like to get into some details about the budget. Your EDP service costs have decreased remarkably, less than half, from \$408,000 down to \$149,000. Your EDP rentals have been up roughly 25%. Could you elaborate on that? I am on page 28.

• 1855

Mr. Priddle: Madam Chairman, Mr. Stephens is the chief operating officer, and I am going to ask him to respond to those questions.

[Translation]

attendre la conclusion de l'appel. Dans l'intervalle, je pense que les sociétés de pipeline américaines qui importent du gaz canadien remplissent jusqu'à deux fois par année ce qu'on appelle des «demandes d'ajustement du prix d'achat du gaz». La commission a décrété que ce gaz ne pourra être acheminé par le pipeline en question à la compagnie de distribution locale que si le prix, dont les composantes sont des frais fixes et des frais variables—frais de demande et frais relatifs à la quantité achetée—sont jugés appropriés par la commission. Cette dernière n'a étudié qu'un seul cas particulier, celui de la *Natural Gas Pipeline Company of America*; la décision est toutefois extrapolée par un mécanisme d'ajustement de prix d'achat du gaz auquel ont recours les pipelines qui veulent un ajustement du prix de leur gaz.

La présidente: Je dois vous poser de nouveau la question posée par M. Gagnon, monsieur Priddle. Est-ce que c'est l'ancien régime ou le nouveau régime?

M. Priddle: Une partie de gaz sera importée en vertu de l'ancien régime, s'il s'agit des transactions que le FERC n'a pas examinées. Mais dans un certain nombre de cas, je ne sais plus au juste combien, la commission exige que les prix soient modifiés pour que l'on tienne compte de la décision rendue en décembre dernier.

La présidente: Est-ce que cela s'applique à toutes les pipelines ou est-ce que...?

M. Priddle: Non, madame la présidente, il y a des exceptions. Par exemple, les exportations faites directement par des compagnies canadiennes à des compagnies de distribution locales ne relèvent pas de la compétence du FERC. Par exemple, ce serait le cas pour les ventes de gaz de *TransCanada Pipelines* au groupe de compagnies de gaz du nord-est des États-Unis, qui regroupe un certain nombre de compagnies de distribution locales. Le gaz naturel exporté de l'Alaska par la partie pré-construite du système de gazoducs est également exclu.

La présidente: Pour quelle raison?

M. Priddle: Aux termes d'un accord intervenu entre le Canada et les États-Unis concernant le besoin de recettes minimum pour financer la partie pré-construite.

La présidente: C'est une bonne raison.

M. Gagnon: J'aimerais poser quelques questions précises sur le budget. Vos coûts informatiques ont baissé remarquablement, ils ont diminué de moitié passant de 408,000\$ à 149,000\$. Vos coûts de location d'ordinateur ont monté à peu près de 25 p. 100. Pourriez-vous nous donner quelques précisions? Je suis à la page 28.

M. Priddle: Madame la présidente, je demanderai à M. Stephens, notre directeur de l'exploitation, de répondre à vos questions.

[Texte]

Mr. Stephens: I will make a general observation if I may, and then have Mr. Ganim provide more details if you so wish.

By and large, it is because we found that the cost of using the service bureaus was so high that we have acquired an in-house computer and we have removed most of the big applications from the service bureaus to the VAX computer. Of course, part of the increase in rentals is because. . . Actually, we bought the VAX, but we have been increasing gradually much of our EDP equipment generally, in word processing, micro-computers, etc., for computation, etc., monitoring. So many of those we are actually renting as against purchasing.

Mr. Gagnon: Overall, your EDP costs have declined. What about your other professional services? They increased 28% to \$683,000. What does that constitute?

Mr. Stephens: If you do not mind, I think I will have Mr. Ganim speak to that.

Mr. Wayne Ganim (Director, Finance Branch, National Energy Board): The professional and special services include such things as simultaneous translation services, temporary help, DSS service charges. We also have provision in there for payment of audit services to the AG. There is also provision for some consulting services. Also included in professional services is the security budget for the commissioners and security of the building. We also have provision for legal services, the hiring of additional legal help if required. Also included in that is the messenger service that we use internally. We have some work being done by the Department of Consumer and Corporate Affairs on meter inspection. Conference fees are also included in there and basically other services.

Mr. Gagnon: Why has it jumped \$150,000, or 28%, from last year to this year? Is there one particular item that is causing an increase in those costs?

Mr. Ganim: It is not one particular item causing increases in those costs. As you can see, the budget is going down. We have provision in the professional services for hiring to do certain things. In actual fact, in the provision for this year there is provision in the budget to hire some outside consultants to assist with program evaluation and internal audits. Last year the provision was there, but because of circumstances we did not utilize it.

Mr. Gagnon: And your item under "Other Rentals", \$450,000—what does that constitute?

Mr. Ganim: Other rentals include rental of photocopy equipment, rental of hearing facilities and sound equipment, rental of telecommunications equipment, including telephones and telex.

Mr. Gagnon: That also has a big jump, 35%.

[Traduction]

M. Stephens: Permettez-moi une observation générale, et M. Ganim vous donnera les détails voulus par la suite.

De façon générale, nous nous sommes rendu compte qu'il était de loin préférable d'avoir notre propre ordinateur plutôt que de louer des services, et désormais l'ordinateur VAX assume pratiquement toute la charge de travail. Notre coût de location a monté, bien entendu, en partie à cause de. . . Nous avons acheté un VAX, mais nous nous sommes également petit à petit dotés de tout un outillage informatique permettant le traitement de mots, des micro-ordinateurs etc. des appareils pour assurer le contrôle. Nous avons loué un grand nombre d'appareils au lieu de les acheter.

M. Gagnon: Dans l'ensemble, vos frais d'informatique ont diminué. Mais les autres services professionnels ont monté de 28 p. 100 et ont passé à 683,000\$. Qu'est-ce que cela représente?

M. Stephens: Si vous n'avez pas d'objection, je demanderai à M. Ganim de vous répondre.

M. Wayne Ganim (directeur, Direction des finances, Office national de l'énergie): Ces services professionnels spéciaux incluent les services de traduction simultanée, l'aide temporaire, les factures du ministère des Approvisionnements et Services. Ce montant comprend également des services de vérification et des services de consultation, ainsi que des services de sécurité, donc le salaire de commissaires. Nous avons également prévu des services juridiques, le cas échéant ainsi que les services de messagerie internes. L'inspection des compteurs est faite par le ministère de la Consommation et des Corporations. Ce montant inclut également les frais de conférence ainsi que d'autres services de base.

M. Gagnon: Pourquoi ces frais ont-ils augmenté de 150,000\$ depuis l'année dernière, soit de 28 p. 100? Est-ce qu'il y a un poste particulier qui est responsable de cette augmentation?

M. Ganim: Il ne s'agit pas simplement d'un poste: vous avez remarqué que notre budget a baissé. Nous avons prévu d'avoir recours à des services professionnels. En fait, nous avons prévu cette année d'engager des consultants de l'extérieur pour faire l'évaluation des programmes et procéder à des vérifications internes. La même chose avait été prévue l'an dernier, mais nous ne l'avions pas fait en raison des circonstances.

M. Gagnon: Et l'autre poste, qui figure sous la rubrique «Autre location», qui est de 450,000\$—qu'est-ce que cela représente?

M. Ganim: Par autre location on entend la location de machines à photocopier, de micros et de haut-parleurs, d'équipement de télécommunication, dont des téléphones et un télex.

M. Gagnon: C'est énorme, une augmentation de 35 p. 100.

[Text]

Mr. Ganim: Mostly to do with the hearing facilities. Simultaneous translation equipment and the sound equipment for the hearings is very expensive and we have been holding quite a few out-of-town hearings. That is where the general increase is in that equipment.

Mr. Gagnon: It is certainly nice to see you have hearings in places like Calgary, but obviously there is a cost that goes with it. Thank you.

The Chairman: Mr. Priddle, what is the difference between an order and a licence?

• 1900

Mr. Priddle: Madam Chairman, a licence is, in the simplest terms, the vehicle that permits the longer-term, larger-quantity export of gas, oil, or electricity. The licence is granted only following a public hearing of the application. An order, on the other hand, is the instrument, in the case of trade, that enables a person to export oil or gas or electricity in smaller quantities or for shorter periods without going to the formality of a public hearing.

The Chairman: Is that for under two years then?

Mr. Priddle: In the case of oil and gas, yes, it is for periods of less than two years. So all our oil trade presently takes place under NEB export orders, the issuance of which is automatic to people who are on the board's register of oil exporters. If you want to export light crude oil with a term of more than 12 months, or heavy crude oil for a term of more than 2 years, you need a licence of the National Energy Board.

The Chairman: And that requires a public hearing?

Mr. Priddle: That is correct. But there are no extant licences for oil.

I should also say that orders have a use and meaning at the board in pipeline facilities. They are the vehicle the board uses to approve minor pipeline expenditures and expansions. If you are into a major expansion or construction, then you get a certificate of the board. A certificate requires a public hearing.

I should also have said that a licence requires Governor-in-Council approval, whereas an order does not. So look upon orders as the short-cut route for getting approval for relatively small, short-term trade items.

Mr. MacLellan: The Minister of Energy asked the board to advise on how to reduce the regulation of exports of electricity and international power lines. According to a brief submitted by British Columbia, it would appear they would agree to streamlining by making these regulations totally a provincial responsibility. Where is that report? It is supposed to have been, I think, released in the early

[Translation]

M. Ganim: Elle est surtout imputable à la location de micros et de haut-parleurs. Les services de traduction simultanée et les appareils d'enregistrement des audiences sont très coûteux, et nous avons eu un assez grand nombre d'audiences en dehors de la ville, d'où la nécessité de nous équiper.

M. Gagnon: C'est une très bonne idée d'avoir des audiences à des endroits comme Calgary, mais évidemment cela entraîne certains frais. Je vous remercie.

La présidente: Monsieur Priddle, quelle est la différence entre une ordonnance et une licence?

M. Priddle: Madame la présidente, très simplement, une licence est une autorisation d'exportation à plus long terme et en plus grandes quantités de gaz, de pétrole ou d'électricité. On ne l'accorde qu'après une audience publique. Par contre, une ordonnance, en matière de commerce international, est ce qui permet à quelqu'un d'exporter du pétrole, du gaz ou de l'électricité en plus petites quantités ou pendant moins longtemps sans passer par les formalités d'une audience publique.

La présidente: Moins de deux ans, alors?

M. Priddle: Pour le pétrole et le gaz, oui, c'est pour moins de deux ans. Donc, à l'heure actuelle, tout notre commerce pétrolier est autorisé par des ordonnances d'exportation de l'ONE qui sont émises automatiquement à ceux qui figurent au registre des exportateurs pétroliers de l'Office. Si l'on veut exporter du pétrole brut léger pendant plus de 12 mois, ou du pétrole brut lourd pendant plus de 2 ans, il faut demander une licence à l'Office national de l'énergie.

La présidente: Et cela implique une audience publique?

M. Priddle: C'est exact. Mais il n'y a aucune licence en vigueur pour le pétrole.

J'ajouterais que les ordonnances ont une utilité et une signification particulières pour l'Office en ce qui concerne les pipelines. C'est l'instrument qu'il utilise pour approuver les dépenses et travaux d'agrandissement pipelinier mineurs. S'il s'agit au contraire de travaux de construction plus importants, il faut obtenir un certificat auprès de l'Office. Cela exige à nouveau une audience publique.

J'aurais également dû préciser qu'une licence exige l'approbation du gouverneur en conseil, alors que ce n'est pas nécessaire pour une ordonnance. On peut donc considérer que les ordonnances permettent d'accélérer les formalités pour des opérations relativement restreintes et à court terme.

M. MacLellan: Le ministre de l'Énergie a demandé à l'Office son avis sur la façon d'assouplir la réglementation relative aux exportations d'électricité et aux lignes électriques internationales. Selon un mémoire soumis par la Colombie-Britannique, il semblerait que l'on serait prêt à simplifier les choses en confiant la responsabilité exclusive de cette réglementation aux provinces. Où se

[Texte]

part of this year. When will it be released—or has it? Is there any information you could give, Mr. Priddle, on it?

Mr. Priddle: Mr. MacLellan, what I can tell you really relates to the process, again. We held hearings in November and December of last year in Ottawa, Fredericton, and Vancouver to gather evidence on the matter of National Energy Board regulation of electricity, which is primarily the regulation of the export of electricity. For that purpose the board appointed a panel of three members, and I was the presiding member on that panel. The panel is to make a report to the board on this matter, and the board itself will produce a report responsive to the Minister's request. The Minister's request was made to us last September.

• 1905

Yes, this has been a lengthy process. We are still not there on the board's report. I would expect something within the next three months.

Mr. MacLellan: The United States has prepared a report similar to the supply and demand one that was prepared by the board. I wonder if you had an opportunity to review it and whether there are any conclusions you would draw from it or any distinctions you would make between the American report and the board's report or any comments you may generally have with respect to the United States report.

Mr. Priddle: I think Mr. MacLellan may be referring to the Department of Energy study on United States energy outlooks and policy. I would have to confess that I am not familiar with it; I do not have a good recall of it. I think it somewhat followed in its analysis the lines of the National Petroleum Council report, on which I believe you were briefed by Messrs. Keyes and Snyder of the Tennessee Gas Pipeline Company.

May I make, though, a couple of comments about the United States energy situation. First, it would seem apparent that Canada's energy situation in terms of domestic resources is much better than that of the United States, particularly in regard to natural gas. We believe we have 70-plus trillion cubic feet of natural gas reserves within economic reach. The United States has perhaps 180 trillion. I am excluding the Alaska reserves. They are drawing their reserves down with a reserves:production ratio of 9 or 10; our ratio is around 25. So there is really a large difference on any rate of consumption basis, on any basis of putting reserves against, say, population between the U.S.A. situation and ours.

In regard to oil reserves, certainly our light crude outlook and situation are not too favourable. The government is seeking to address that at the moment. But in regard to heavy crude oils and bitumen, we have a resource there that is on the shelf, as it were, which can be progressively developed if given favourable economic circumstances; I think one can look upon that as money in the bank in a sense. I do recognize that they are not a resource which can be called upon overnight—it takes a

[Traduction]

trouve ce rapport? Je crois qu'il devait être publié au début de l'année. Quand le sera-t-il, s'il ne l'a pas été? Pourriez-vous nous donner quelques détails à ce sujet?

M. Priddle: Monsieur MacLellan, tout ce que je puis vous dire porte sur le processus. Nous avons tenu des audiences en novembre et en décembre dernier à Ottawa, Frédéricion et Vancouver afin d'entendre ce que l'on avait à dire sur la réglementation de l'électricité, essentiellement des exportations d'électricité, par l'Office national de l'énergie. À cette fin, l'Office a nommé un groupe de trois membres que je présidais. Notre groupe doit présenter un rapport à l'Office qui a son tour préparera un rapport sur la question que nous a posée le ministre en septembre dernier.

Certes, cela a pris un certain temps. Nous n'en sommes pas encore au rapport de l'Office. Je pense que cela devrait se faire dans les trois prochains mois.

M. MacLellan: Les États-Unis ont préparé un rapport similaire à celui qu'avait publié l'Office sur l'offre et la demande. Avez-vous eu l'occasion de l'examiner et, dans l'affirmative, pensez-vous pouvoir en tirer certaines conclusions ou établir certaines distinctions entre le rapport américain et celui de l'Office? Sinon, avez-vous des remarques d'ordre général à nous faire au sujet du rapport des États-Unis.

M. Priddle: Je suppose que M. MacLellan parle de l'étude du département de l'Énergie américain sur les perspectives et la politique énergétique des États-Unis. Je dois avouer que je ne l'ai pas bien en mémoire. Si je ne m'abuse, il suivait à peu près dans son analyse les lignes du rapport du *National Petroleum Council* dont vous ont parlé, je crois, MM. Keyes et Snyder de la société *Tennessee Gas Pipeline*.

Je ferai toutefois une ou deux remarques sur la situation énergétique aux États-Unis. Tout d'abord, il semble que la situation canadienne, pour ce qui est des ressources intérieures, soit bien supérieure à celle des États-Unis, en particulier pour ce qui est du gaz naturel. Nous pensons avoir plus de 70 billions de pieds cubes de réserves de gaz naturel économique atteignables. Les États-Unis en ont peut-être 180 billions. Sans compter les réserves de l'Alaska. Le rapport réserve-production est de 9 ou 10; le nôtre se situe autour de 25. Il y a donc une grosse différence entre les États-Unis et le Canada pour ce qui est du taux de consommation ou du rapport entre les réserves et, par exemple, la population.

Pour ce qui est de nos réserves pétrolières, il est certain que pour le brut léger, la situation et les perspectives ne sont pas très favorables. Le gouvernement se penche actuellement sur la question. Par contre, pour le brut lourd et le bitume, nous avons là des ressources en réserve qui pourraient être progressivement exploitées si la conjoncture économique y était favorable; on peut considérer cela comme de l'argent en banque. Je conviens qu'il ne s'agit pas d'une ressource à laquelle on peut

[Text]

lot of time to develop and implement projects—but I think it does enable Canada to face the energy future with a lot more confidence about indigenous liquid petroleum resources, as well as gas resources, than could the United States.

The United States has clearly under the present administration put a lot of confidence in the operation of the free market to meet its energy needs. My perception as a bystander is that this has worked out very well during the Reagan administration, and it is difficult to argue against success there.

The areas in which they see progress being made are in maximizing use of indigenous resources, more leasing of federal lands, including of course some very sensitive areas in Alaska, and having as their basic security blanket the very large quantity of oil, about three-quarters of a billion barrels, they have in storage in the Gulf of Mexico area.

• 1910

The Chairman: I read somewhere in the last couple of days that they were planning to increase that strategic supply. Is that—

Mr. Priddle: Madam Chairman, I am not familiar with that. It has been on again, off again. There have been changes in the rates of fill from time to time, depending on, for instance, oil relations with Mexico. At one stage they were drawing on Mexican oil to put in storage.

Mr. MacLellan: One more question, just out of curiosity, I guess. You mentioned in your letter, Mr. Priddle, in the annual report, that one of the objectives of the National Energy Board in regulating the totals of the major pipelines will be to find out whether we can identify and apply means to shorten the oral portion of the board's total proceedings while maintaining effective regulation of these large public utilities—a very noteworthy objective. I wonder if you have been able to achieve it, and if you have, maybe you could pass along some advice to Members of Parliament.

Mr. Priddle: Madam Chairman, I will treat that as a serious question.

Mr. MacLellan: The first part was.

Mr. Priddle: We certainly see it as a serious matter. I sense from Mr. Gagnon's comments that there is concern out there about the length of some of our proceedings. It took more than 70 days to hear the 1986 toll application of TransCanada PipeLines. That is obviously a very expensive process for all of the parties.

We wrote a letter in February of this year to a large number of interested parties—companies and pipelines regulated by the National Energy Board, the petroleum associations, and other people who have taken part in our processes in the past—outlining some ways in which we thought we could achieve efficiencies and economies. We have had a large number of responses. Again, they took more time to come in than we had originally expected. We are in the process of analysing those replies now.

[Translation]

puiser du jour au lendemain—de tels projets sont très longs à élaborer et à mettre en oeuvre—mais cela permet au Canada d'envisager l'avenir avec beaucoup plus de confiance dans ses ressources en pétrole liquide et en gaz que les États-Unis.

Il est certain que le gouvernement américain actuel semble beaucoup compter sur le jeu du libre-échange pour satisfaire ses besoins énergétiques. À titre d'observateur, je crois pouvoir dire que cela a très bien marché depuis que Reagan est au pouvoir et on ne peut certainement pas contester son succès dans ce domaine.

On utilise davantage les ressources indigènes, on loue des terres fédérales et notamment, bien sûr, certaines régions très discutées en Alaska et la véritable soupape de sécurité est la très grande quantité de pétrole, environ trois quarts de milliard de barils, qu'ils ont en réserve dans la région du golfe du Mexique.

La présidente: J'ai lu quelque part, ces deux derniers jours, qu'ils préoyaient augmenter cette réserve stratégique. Est-ce. . .

M. Priddle: Madame la présidente, je ne suis pas au courant. Le degré de remplissage varie selon, par exemple, les relations pétrolières avec le Mexique. À un moment, ils extrayaient du pétrole mexicain pour l'entreposer.

M. MacLellan: Encore une question, par curiosité. Vous dites dans votre lettre, dans le rapport annuel, qu'un des objectifs de l'Office national de l'énergie dans la réglementation des droits des principales sociétés de pipeline sera de trouver les moyens d'abrégier la partie orale des audiences de l'Office portant sur les droits, sans nuire à la réglementation de ces vastes services publics. . . objectif très louable. Y êtes-vous parvenu et, dans l'affirmative, peut-être auriez-vous quelques conseils à donner aux députés?

M. Priddle: Madame la présidente, je considérerai qu'il s'agit là d'une question sérieuse.

M. MacLellan: La première partie l'était.

M. Priddle: Nous jugeons évidemment cette question très sérieuse. D'après les observations de M. Gagnon, il semble que certains s'inquiètent de la durée de certaines de nos audiences. Il nous a fallu plus de 70 jours pour les audiences sur la demande de TransCanada PipeLines pour 1986. C'est certes un procédé coûteux pour toutes les parties.

Nous avons écrit, en février dernier, à un très grand nombre d'intéressés. . . sociétés et pipelines réglementées par l'Office national de l'énergie, associations pétrolières et autres intervenants dans nos délibérations. . . afin d'exposer certains des moyens que nous envisageons pour rendre notre système plus efficace et économique. Nous avons reçu énormément de réponses. Là encore, cela a pris plus longtemps que nous ne l'avions d'abord prévu. Nous en sommes maintenant à analyser ces réponses.

[Texte]

The responses tend to fall into three groups. The suggestions relate in the first place to things the board itself can do to make the hearing process more effective—for instance, by carefully specifying the information requirements for an applicant and not starting a proceeding until it is sure the information requirements have been fully met, so the hearing is not used to gather information.

Second are areas where the board would have to have the co-operation of applicants and interested parties. I give by way of example the identification of issues to be dealt with in a specific proceeding and agreement by parties that the proceedings should not extend beyond those issues.

Third, and perhaps most important and most difficult, is the question of more fundamental change to the way the board goes about its regulation, particularly of pipelines. I am sure you would agree it is above all in the pipeline area where recently our proceedings have become much longer than they previously were. In large part I believe that lengthening has been a reflection of deregulation and of the additional issues the board has had to deal with as we move from a regulated gas market to a market-responsive one.

At the same time, there may be economies we can achieve by changing our processes. I give by way of example the identification and decision on rules to deal with recurrent elements of pipeline applications. The rules would be available and drawn on by the board and used in a predetermined manner, so it would not be necessary to submit and examine on the principle involved. The principle would be applied from case to case. This is something the board will be looking at carefully.

• 1915

So in response to Mr. MacLellan's question, we are very active in this area. The board is determined to do something. It will take time, and it is something I very much want to work on in the current year.

The Chairman: Thank you, Mr. MacLellan. Mr. Gagnon.

Mr. Gagnon: Going back to page 28, you have "Other Purchased Repairs and Upkeep", which has increased from \$54,000 to \$148,000 to \$206,000. Do you have a physical plant that is crumbling around your ears?

Mr. Ganim: That involves mostly the maintenance of computer equipment we have purchased. With the purchase of computer equipment, like all other equipment, you buy a maintenance agreement to maintain it on a regular basis. The major increase is because of the increase in computer equipment. It comes along with the increase of maintenance contracts.

[Traduction]

Il semble que l'on puisse les classer en trois groupes. D'une part, ce que l'Office lui-même peut faire pour rendre plus efficace le système d'audiences... par exemple, en spécifiant soigneusement les renseignements que devra fournir à l'avance l'intéressé et en n'entamant les délibérations que lorsque l'on est certain que l'on est en possession de tous les renseignements voulus et que l'on ne sera pas obligé de les demander en cours d'audience.

Deuxièmement, les domaines dans lesquels l'Office devrait obtenir la collaboration des requérants et des autres intéressés. Par exemple, préciser les questions qui doivent être traitées au cours d'une audience particulière et se mettre d'accord pour ne pas traiter d'autres choses à ce moment-là.

Troisièmement, et c'est peut-être ce qu'il y a de plus important et de plus difficile, modifier de façon plus fondamentale le mode de réglementation de l'Office, en particulier en ce qui concerne les pipelines. Vous conviendrez certainement tous que c'est surtout dans le cas de ces derniers que, récemment, nos délibérations ont pris beaucoup plus de temps qu'auparavant. Cela vient en grande partie de la déréglementation et des questions supplémentaires dont l'Office a dû traiter et du fait de cette transition d'un marché réglementé à un marché soumis à ses propres forces.

Parallèlement, nous pourrions peut-être réaliser des économies en changeant de méthode. Par exemple, en ce qui concerne les éléments qui reviennent continuellement dans les requêtes sur les pipelines. On pourrait adopter un certain nombre de règles qu'utiliserait l'Office de façon prédéterminée si bien qu'il ne serait pas nécessaire de réétudier le principe. Il s'appliquerait dans chaque cas. C'est là quelque chose que l'Office envisagera sérieusement.

Donc, pour répondre à M. MacLellan, nous sommes très actifs dans ce domaine. Nous avons bien l'intention de faire quelque chose. Cela prendra du temps et c'est quelque chose à quoi je veux absolument m'atteler au cours du présent exercice financier.

La présidente: Merci, monsieur MacLellan. Monsieur Gagnon.

M. Gagnon: À la page 32 de votre budget, je lis: «autres achats de services de réparation et d'entretien», poste qui est passé de 54,000\$ à 148,000\$ puis à 206,000\$. Avez-vous des installations qui s'écroulent dangereusement?

M. Ganim: C'est essentiellement l'entretien du matériel informatique que nous avons acheté. Comme pour tout autre matériel, lorsque l'on achète des ordinateurs, on signe en même temps un contrat d'entretien régulier. La grosse majoration vient de l'augmentation du matériel informatique. Cela ajoute également aux contrats d'entretien.

[Text]

Mr. Gagnon: So where you are saving on your EDP services you are losing on another part.

Mr. Stephens: To some extent, but then you have to understand we are continuously increasing what I would call our computer power because of sheer necessity for a better turn-around, better data bases to do with the financial aspects of the pipeline companies. And being able to do that, hopefully this all relates to improved hearings, because if you have the facts better and can have them transmitted better and manipulate them better, this is all part of improved management and the whole regulatory process.

Mr. Gagnon: I would turn to your rate of return on common equity. I am on your annual report, page 41. The TNPI oil pipeline has a variation between approved and actual, whereas with your TQ&M the actual is greater than the approved. Most of them are flat. Would you comment, especially on your TQ&M Pipelines, on how they can have a higher rate than what has been approved?

Mr. Priddle: Madam Chairman, I cannot do that in any specific terms. All I can do is to remind the committee that in toll regulation of pipelines the board follows the practice, or seeks to follow the practice, of prospective regulation, so the pipeline's rate base, rate of return, other expenses, total revenue requirements are all examined and approved in principle on a forecast basis. I can only suggest, Mr. Chairman, that in this particular case the company was able to achieve some economies against forecast, and of course the bottom line on that is the return on equity. And others, I presume, came bang on the forecast.

Mr. Gagnon: Why does it appear that your rate of return on oil pipelines for three cases is higher than for gas? If you took an average of the three major oil pipelines, it seems to follow that. . . Is this something of significance?

Mr. Priddle: Again, Madam Chairman, I can only respond in very general terms. It is my impression that oil pipeline activity is seen as marginally more risky than gas pipeline activity on the grounds that there can be larger uncontrollable fluctuations in through-put than in the case of a gas pipeline. Typically the gas pipelines are serving a natural market, a monopoly market, whereas shippers of oil have the option, for instance in the case of Montreal refiners, of taking their oil through Interprovincial from western Canada or through the Portland-Montreal pipeline from overseas.

• 1920

The Chairman: Well that makes sense in the last little while though, does it not?

Mr. Gagnon: Thank you.

The Chairman: Mr. Priddle, page 15 reads:

[Translation]

M. Gagnon: Donc, vous économisez sur vos services informatiques et vous perdez ailleurs.

M. Stephens: Dans une certaine mesure, mais il faut comprendre que nous développons continuellement notre capacité informatique afin d'accélérer les choses, d'améliorer les bases de données touchant la situation financière des oléoducs. Nous espérons que ce faisant, nous améliorerons le système d'audience parce que si certaines données sont plus facilement disponibles et transmissibles ainsi que plus faciles à manier, cela améliore toute la fonction de gestion et de réglementation.

M. Gagnon: Je passerais maintenant à votre rendement des actions ordinaires. C'est à la page 43 de votre rapport annuel. L'oléoduc PTNI fait état d'une variance entre «approuvé» et «réel» alors que pour votre TQ&M le «réel» est supérieur à l'«approuvé». Pour la plupart il n'y a pas de différence. Pourriez-vous nous préciser un peu ce qu'il en est, surtout dans le cas des pipelines TQ&M? Comment se fait-il que le taux soit supérieur à ce qui a été approuvé?

M. Priddle: Madame la présidente, je ne puis vous dire rien de précis à ce sujet. Je puis simplement rappeler au Comité que pour la réglementation pipelinère touchant les droits, l'Office suit, ou essaie de suivre une forme de réglementation prospective en examinant et en approuvant en principe les prévisions faites quant à la base de taux, au rendement, aux autres dépenses et au total de recettes nécessaires. Dans ce cas particulier, la compagnie est parvenue à réaliser certaines économies par rapport à ses prévisions et le résultat est évidemment son rendement. Je suppose que, pour d'autres, le rendement a correspondu exactement à leurs prévisions.

M. Gagnon: Pourquoi semble-t-il que votre rendement sur les oléoducs soit dans trois cas supérieur à celui du gaz? Si vous prenez la moyenne des trois principales sociétés pétrolières, cela semble être le cas. . . Est-ce important?

M. Priddle: Là encore, madame la présidente, je ne peux répondre que de façon très générale. J'ai l'impression que les activités pétrolières sont considérées légèrement plus risquées que les activités gazières parce qu'il y a de plus grandes fluctuations incontrôlables dans les débits. Les compagnies gazières servent, en général, un marché naturel, un monopole, alors que les transporteurs de pétrole ont le choix. Par exemple, dans le cas des raffineurs de Montréal, ils peuvent soit faire passer leur pétrole par pipeline interprovincial de l'ouest du Canada, soit par la pipeline Portland-Montréal en provenance de l'étranger.

La présidente: En tout cas, dernièrement, cela semble assez raisonnable, non?

M. Gagnon: Merci.

La présidente: Monsieur Priddle, à la page 15 de votre budget, je lis:

[Texte]

the board may hold inquiries into, or conduct studies of particular aspects of the energy situation on its own initiative

Is the board completely unrestricted in these discretionary studies? What guidelines does the board itself apply to such studies? What studies have you done or initiated in the recent years?

Mr. Priddle: Madam Chairman, that reference really relates to part II of the National Energy Board Act, which comes under the caption "Advisory Functions". I will not try to read out those portions. My understanding is that the board is untrammelled in regard to energy studies, which it can institute under its own motion, provided they really relate in general terms to the descriptions you find in the advisory functions portion of the act. They are very broad: exploration production, recovery and manufacturing processing, transmission and so on of energy and sources of energy—and there are some more specific provisions than that.

The Chairman: Have you initiated any studies lately?

Mr. Priddle: Madam Chairman, the supply-demand work, which we do and update every two years, and you have had a presentation on this in respect of the 1986 supply-demand update, is our basic study vehicle. It is the one in which we try to encompass the whole span of Canadian energy activity.

Madam Chairman, these portions were put in the act in 1959. They have been changed from time to time in the past, but the fundamental concept was introduced in 1959. At that time, there was no energy department. The Department of Energy, Mines and Resources was created in 1966. In deciding whether or not to do studies, we of course have to recognize that there is a large and competent source of advice for the Minister in Energy, Mines and Resources, and it would not be sensible in terms of overall government economy for the board to be launching into areas, even where it has the mandate so to do under its act, that are adequately covered by the department.

So our studies relate to areas in which the board has a competence, has a special expertise. For instance, in the area of petroleum resources the board can prepare studies that are relevant to our external public and also useful to the board itself as background to its regulatory decisions. I think that is the principle that has motivated the board in deciding what and when to study.

• 1925

I might say that the Minister's request to us to review electricity export regulation was made pursuant to the advisory portions of the board's act.

The Chairman: It does say at the top of the page "on your own initiative or at the request of the Minister", and

[Traduction]

De son propre chef, l'Office peut tenir des enquêtes sur un aspect particulier de la situation énergétique

L'Office n'est-il absolument pas limité dans ses études qu'il entreprend à volonté? Quelles lignes directrices s'impose-t-il lui-même? Quelles études avez-vous effectuées ou lancées ces dernières années?

M. Priddle: Madame la présidente, cela porte en fait sur la Partie II de la Loi sur l'Office national de l'énergie qui est intitulée «Fonctions consultatives». Je ne vous lirai pas ces articles, mais, d'après moi, l'Office est absolument libre d'effectuer les études qu'il souhaite sur la situation énergétique à condition qu'elles correspondent de façon générale aux descriptions données au chapitre des fonctions consultatives de la Loi. Elles sont très larges: exploration, production, récupération, fabrication, transformation, transmission, etc., de l'énergie et des sources d'énergie. . . et il y a des dispositions plus précises que cela.

La présidente: Avez-vous récemment lancé certaines études?

M. Priddle: Le travail sur l'offre et la demande que nous actualisons tous les deux ans et sur lequel on vous a fait un exposé pour 1986 est la principale étude que nous entreprenons. Nous essayons d'y englober toutes les activités énergétiques canadiennes.

Madame la présidente, ces dispositions ont été mises dans la loi en 1959. Elles ont été parfois modifiées, mais le concept fondamental remonte à 1959. À l'époque, il n'y avait pas de ministère de l'Énergie. Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources n'a été créé qu'en 1966. Lorsque nous décidons d'effectuer ou de ne pas effectuer une étude, nous devons évidemment reconnaître que le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources dispose d'une importante source très compétente de consultations et qu'il ne serait pas raisonnable, dans le contexte de l'administration générale, que l'Office lance des études dans des domaines qui sont déjà suffisamment bien couverts par le ministère, même si la loi lui impartit ce mandat.

Nos études portent donc sur des domaines qui relèvent de notre compétence dans lesquels nous sommes particulièrement spécialisés. Par exemple, pour les ressources pétrolières, l'Office peut préparer des études intéressant ses clients extérieurs et pouvant également lui être utiles dans ses décisions réglementaires. C'est le principe sur lequel s'appuie l'Office pour décider ce qu'il doit étudier et du moment où effectuer cette étude.

Lorsque le ministre nous a demandé d'étudier la question de la réglementation des exportations d'électricité, il l'a fait conformément aux dispositions de la loi touchant nos fonctions consultatives.

La présidente: Au deuxième paragraphe de la page 17, on lit: «de son propre chef ou à la demande du ministre»,

[Text]

I understood that the export on electricity was the Minister's request.

Mr. Priddle: That is correct.

The Chairman: Thank you. Mr. MacLellan, do you have any other questions?

Mr. MacLellan: No, thank you.

The Chairman: Mr. Clay is our consultant and Mr. Harris is our economist. Do you have any questions, Mr. Clay or Mr. Harris?

Mr. Dean Clay (Consultant to the Committee): I have a couple. Mr. Priddle, on page 22 of the part III there is the following statement:

The board has some difficulty in applying to a small regulatory agency the conceptual framework for program evaluation as developed by the Office of the Comptroller General.

Could you elaborate on what difficulties are being referred to in that statement and also in what fashion the board is attempting to resolve these difficulties with the Office of the Comptroller General?

Mr. Priddle: I would ask Mr. Stephens to respond.

Mr. Stephens: I think the main difficulty has not been with the whole idea or principle of program evaluation, but trying to agree on its definition. We consider, and have tried to explain to the Comptroller General, that evaluation of programs by any means is program evaluation, and we have tried to show that the very method by which we do public hearings in many ways, or public inquiries, is a form of program evaluation.

We have taken particularly, with their concurrence after a good deal of discussion, to use the current electrical inquiry. It has been running on the normal way we would have conducted an inquiry. At the same time, we have an officer who has set out a framework of program evaluation, going through all the steps occasioned by the governmental system, and we are trying to run this as a pilot system to see if there is that much difference and what is lacking by not using necessarily the framework as laid out.

We are just about at the end of this. We would hope to have a reply to the Comptroller General within the next month or two.

Mr. Clay: Okay. Do you think there is going to be any meeting of the minds between you and the Comptroller General's office on how to do program evaluation in this case, where that office would normally want an independent group of evaluators but you are not really in a position to do that in your organization?

Mr. Stephens: I would not be so bold as to think that the members of the National Energy Board were not independent, impartial judges. It would be too early to say whether we will have a meeting of the minds. We are

[Translation]

et je pensais que les exportations d'électricité, c'était à la demande du ministre.

M. Priddle: C'est exact.

La présidente: Merci. Monsieur MacLellan, avez-vous d'autres questions?

M. MacLellan: Non, merci.

La présidente: M. Clay est notre conseiller et M. Harris notre économiste. Avez-vous des questions, monsieur Clay ou monsieur Harris?

M. Dean Clay (Conseiller auprès du comité): Oui, une ou deux. Monsieur Priddle, à la page 26 de la partie III de votre budget, je lis ce qui suit:

L'Office éprouve certaines difficultés à appliquer, à un petit organisme de réglementation, le cadre de travail conceptuel mis au point par le Bureau du contrôleur général.

Pourriez-vous nous préciser ce que sont ces difficultés et nous dire comment l'Office essaie de les résoudre avec le Bureau du contrôleur général?

M. Priddle: Je demanderais à M. Stephens de répondre.

M. Stephens: La principale difficulté n'est pas la question ou le principe de l'évaluation du programme, mais s'entendre sur sa définition. Nous considérons, et c'est ce que nous avons essayé d'expliquer au contrôleur général, que l'évaluation du programme correspond, à toutes fins pratiques, à une évaluation de programmes et nous avons voulu montrer que la méthode même par laquelle nous tenons des audiences publiques à bien des égards, ou des enquêtes publiques, est une forme d'évaluation de programmes.

Après en avoir beaucoup discuté et, avec l'accord du Bureau du contrôleur général, nous avons décidé d'utiliser l'enquête actuelle sur l'électricité. Nous la menons comme nous menons toute enquête. Nous avons quelqu'un qui a établi un cadre d'évaluation de programmes qui reprend toutes les étapes, dans le système gouvernemental, et nous essayons d'utiliser cela comme projet-pilote pour voir s'il y a tellement de différence et ce qu'il manque lorsque l'on n'utilise pas systématiquement le cadre en question.

Nous en sommes presque arrivés à la fin. Nous espérons pouvoir donner une réponse au contrôleur général au cours des deux prochains mois.

M. Clay: D'accord. Pensez-vous que vous allez réussir à vous mettre d'accord avec le Bureau du contrôleur général qui, dans un cas comme celui-ci, demanderait normalement qu'un groupe d'évaluateurs indépendants procède à l'évaluation de programme alors que vous ne pouvez pas vraiment procéder de cette façon au sein de votre organisme?

M. Stephens: Vous ne me faites pas dire que les membres de l'Office national de l'énergie ne sont pas indépendants et impartiaux. Il est trop tôt pour dire si nous serons d'accord. Nous restons en contact. Nous ne

[Texte]

keeping in touch with them. We have not just gone off in different directions. I think they understand what we are doing, and I think we are getting closer to a meeting of the minds.

Mr. Priddle: I am sure the committee appreciates that a great deal of our activity is responsive to applications—

The Chairman: Sure.

Mr. Priddle: —for various things: for licences, certificates, and so on. So we do not have, as it were, a self-initiated program, an expenditure program, such as the Department of Energy, Mines and Resources has, which we are running. We are acting, for the most part, in response to various elements of the regulated public. So we do not have programs in the sense that most other government departments do, so evaluation is quite difficult in that situation.

Mr. Stephens: I think it always has to be remembered that in one sense we have only one program. The National Energy Board is a program, and that is energy regulation and advice. We have agreed with the OCG to break that down into subcomponents, but they are not programs in another sense. But I think we are getting closer to... We are still friends, as much as one can be, with the OCG.

The Chairman: Well, that is good.

Mr. Clay: On page 27 of the part III you have reference to the Transportation Fuel Compensation Recovery Charges. Part III notes that in the case of the marine charges, the program was terminated on May 1, 1983, and on aviation fuel on January 31, 1982. Can you explain for us why there is this prolonged delay in completing the auditing of these programs?

• 1930

Mr. Stephens: It is relatively complex to come to grips with the many companies and checking all the detailed audits. I can only assure you that I am as keen as this committee or any other to clean that up, because that is part of the saving of our down-sizing the group that is doing those audits.

We are a lot closer. It has been a tedious problem. But we have now, I think, come to a situation where we have identified about \$2 million more still owing to the government. I think it is worth while going after that.

I wish we could have done it a bit quicker, but I think it has perhaps in some instances not had the priority we would have liked to have afforded it, although we have brought in extra auditors from the auditing bureau. Despite all this, we have not been able to bring it to a conclusion earlier than this.

Mr. Ganim: On the aviation, although the program terminated, a refund program was put into place without any sunset clause for the refunds. We do have now a May 31, 1986 termination date for refunding aviation, so there has been no more activity in the aviation. The last one

[Traduction]

sommes pas partis chacun de notre côté. Je crois que le Bureau du contrôleur général comprend ce que nous faisons et que nous parviendrons à nous entendre.

M. Priddle: Le Comité comprend certainement que beaucoup de nos activités sont liées aux recherches. . .

La présidente: Bien sûr.

M. Priddle: ... pour différentes choses comme les licences, les certificats, etc. Nous n'avons donc pas de programmes que nous lançons de notre propre chef, des programmes de dépenses comme peut en avoir le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Nous étudions les requêtes et ce qui a été réglementé. Nous n'avons donc pas de programmes comme la plupart des autres ministères bien que l'évaluation soit assez difficile dans une telle situation.

M. Stephens: Il ne faut pas oublier que, dans un sens, nous avons un seul programme. L'Office national de l'énergie est un programme en soi, un programme de réglementation et de consultation en matière d'énergie. Nous avons convenu avec le Bureau du contrôleur général de diviser cela en groupes, sans être question de programmes. Je pense que nous en arrivons... Nous restons amis, autant qu'on puisse l'être, avec le Bureau du contrôleur général.

La présidente: Bien, c'est bien.

M. Clay: À la page 31 de la partie III, il est question des redevances de recouvrement en matière de carburants de soute. Il était indiqué à la partie III que, dans le cas des carburants destinés à la marine, le programme se terminait le 1^{er} mai 1983, et, dans le cas des carburants destinés à l'aviation, le 31 janvier 1982. Pouvez-vous nous expliquer pourquoi il a fallu tant de temps pour terminer la vérification de ces programmes?

M. Stephens: Il est relativement complexe de confronter les nombreuses sociétés et de vérifier toutes les vérifications détaillées. Je peux seulement vous assurer que je tiens tout autant que votre comité à terminer, car cela nous permettra de réaliser des économies grâce à la rationalisation du personnel qui effectue ces vérifications.

Nous avons fait pas mal de progrès. Cela a été une tâche difficile. Mais nous avons déterminé qu'environ 2 millions de dollars revenaient encore au gouvernement. Je crois que cela vaut la peine d'aller les chercher.

Nous aurions aimé le faire un peu plus rapidement, mais, bien que nous ayons reçu l'appui de vérificateurs supplémentaires du bureau de vérification, ce travail n'a pas toujours eu la priorité que nous aurions souhaité. Malgré tout, nous n'avons pas été en mesure de le terminer plus tôt.

M. Ganim: Pour ce qui est des carburants aviation, bien que le programme ait pris fin, un programme de remboursement a été mis en place sans disposition de temporisation pour les remboursements. Le remboursement relatif au programme de carburants

[Text]

done was that \$928,000 to the German Air Force. But in the Consolidated Revenue Fund there remains approximately \$2 million we were never able to refund. Although we sent out numerous calls to people who had sent the money in, they never claimed the money through our regular procedures.

On the marine, the audits are all complete. It remains now a cleaning up of files. The major problem on marine is that the regulations for collecting the charge were put into place three months after the program terminated. So when the regulations came out, they were different from the prescribed regulations under which we thought we were operating, and under which we did all the audits. So there was a period of time when there were legal interpretations back on the regulations under which the money was collected. So we are still dealing with that issue, but it should be cleaned up by the end of this December.

Mr. Clay: Was that delay in the regulations a function of the enabling legislation being late in passage, or the regulations themselves being prescribed?

Mr. Ganim: The legislation did not come in until after the program. After that, the regulations supported by the legislation were different from what it was anticipated they would be. So there were a lot of changes and we had to adjust the audit program in midstream. That basically caused the delay.

Mr. Clay: I have one other question, on the board's independent calculation of petroleum reserves, which is referred to on page 18 of part III. Here I was wondering about the resources the board devotes to independently assessing Canada's reserves of oil and gas—how those resources compare with the level of effort that is put in, for example, by the ERCB, and to what extent you consider that an independent assessment is required for you to be able to carry out your functions as a federal regulatory agency.

Mr. Priddle: I would start at the end there. The board took a decision around 1970, I believe, that it needed to make its own comprehensive evaluation of Canadian petroleum reserves. It did this because the act requires it to have regard to trends in the discovery of oil and gas in Canada, among other things, in making findings about how much is surplus to Canadian requirements. For about 15 years now the board has had a small office in Calgary that does this work.

• 1935

The great bulk of the oil and gas reserves are of course in the province of Alberta, but the board seeks to take a Canada-wide view of this. When it deals with specific

[Translation]

aviation devait se terminer le 31 mai 1986, de sorte qu'il n'y a plus d'activité de ce côté. Le dernier remboursement s'élevait à 928,000\$ pour l'Armée de l'air allemande. Mais, dans le Fonds du revenu consolidé, il reste environ 2 millions de dollars que nous n'avons jamais été en mesure de rembourser. Bien que nous ayons communiqué à plusieurs reprises avec les gens qui avaient envoyé l'argent, ils n'ont jamais réclamé cet argent selon notre marche à suivre habituelle.

Pour ce qui est des carburants marins, les vérifications sont toutes terminées. Il ne reste plus maintenant qu'à mettre de l'ordre dans les dossiers. La principal problème concernant les carburants marins, c'est que les règlements relatifs à la perception des frais ont été mis en vigueur trois mois après la fin du programme. Par conséquent, ils étaient différents des règlements prescrits selon lesquels nous pensions que nous fonctionnions et en vertu desquels nous avons effectué toutes les vérifications. Il y a donc eu une période au cours de laquelle il y avait des interprétations juridiques concernant les règlements en vertu desquels les fonds ont été perçus. Nous nous occupons toujours de cette affaire, mais tout devrait être réglé d'ici décembre prochain.

M. Clay: La mise en vigueur tardive du règlement est-elle attribuable à l'adoption tardive de la loi d'autorisation, ou a-t-on simplement tardé à établir ce règlement?

M. Ganim: La loi d'autorisation n'a été adoptée qu'après la fin du programme. Par la suite, le règlement relatif à cette loi était différent de ce que l'on avait prévu. Il y a donc eu de nombreux changements et nous avons dû modifier le programme de vérification à mi-chemin. C'est ce qui a essentiellement causé ce retard.

M. Clay: J'ai une autre question concernant le calcul des réserves de pétrole que l'office effectue de façon indépendante, dont il est question à la page 21 de la partie III. Je me demande de quelle façon les ressources que l'office utilise pour évaluer de façon indépendante les réserves pétrolières et gazières du Canada se comparent à celles de la Commission de conservation des ressources énergétiques, par exemple, et jusqu'à quel point vous considérez qu'une évaluation indépendante est nécessaire pour vous permettre de jouer votre rôle d'organisme fédéral de réglementation.

M. Priddle: Ici, je commencerais par la fin. Vers 1970, je crois, l'office a décidé qu'il devait faire sa propre évaluation globale des réserves pétrolières canadiennes. Il a pris cette décision car la loi exige que l'office tienne compte des tendances dans la découverte du pétrole et du gaz au Canada, entre autres, lorsqu'il détermine quelle quantité excède les besoins canadiens. Depuis environ 15 ans, l'office a un petit bureau qui effectue ce travail à Calgary.

La majeure partie des réserves pétrolières et gazières se trouve bien sûr dans la province de l'Alberta, mais l'office s'efforce de tenir compte des ressources dans tout le

[Texte]

applications, it needs detailed information about the reserves data underlying an application, say for gas exports. In some cases, and I would cite the Arctic pilot project, those resources are outside of provincial jurisdiction.

I am assured that there is a great deal of co-operation with the provincial regulatory bodies, the Energy Conservation Board, which you mentioned, and also with the Canada Oil and Gas Lands Administration. I am very anxious that duplication in this area be minimized, Madam Chairman. I think that is all I would like to say about the principles. Mr. Stephens is familiar with this issue, and I will ask him to comment as well.

Mr. Stephens: I think—picking up from the chairman—we try to avoid overlaps, because we focus really all our studies on the pools where the performing industry estimates indicate the reserves are different from those that we believe are there. We have found that often the industry has overestimated the reserves, and that of course is not very beneficial if you are trying to look at what surplus there is to export.

In looking at the whole of the downsizing exercise, we did quite a planning exercise and looked at some of the areas we must look at even further. This is one area we want to talk about to the provincial authorities and to the industry to see if there are some better co-operative measures.

I do believe there may be a need to keep sort of a second monitoring group that helps keep the accuracy level high because they know you are there. We only have to find a few differences to make them go back and look at some of their figures, and I would think that is very good.

The Chairman: One last question in regard to top gas, Mr. Harris.

Mr. Lawrence Harris (Committee Researcher): Mr. Priddle, we are all very interested in top gas. I wonder if I could just ask one quick arithmetic question regarding page 28 before we get to that. I just wanted to clarify. The National Energy Board financial requirements by object, on page 28, are rising at 4.4%. Is that the difference of the 1986-87 and 1987-88 totals? By my rough calculations that change is more in the order of 3.25%.

Mr. Ganim: The figure for 1986-87 is a forecast figure of expenditures. The 1987-88 figure is the budget. The budget for O&M, as the budget for salaries, has not been reduced in any measures in this document to reflect for the work force adjustment. We stayed with the reference levels approved by Treasury Board before any work force adjustment was put into place.

[Traduction]

Canada. Lorsqu'il traite des demandes précises, il a besoin de renseignements détaillés au sujet des données sur les réserves en ce qui concerne une demande d'exportation de gaz, par exemple. Dans certains cas, par exemple pour ce qui est du projet pilote arctique, les ressources se trouvent à l'extérieur de la compétence provinciale.

Je suis certain qu'il y a une très bonne collaboration avec les organismes provinciaux de réglementation, la Commission de conservation des ressources énergétiques, dont vous avez parlé, et l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. Madame la présidente, je tiens absolument à minimiser tout chevauchement du travail dans ce domaine. Je crois que c'est tout ce que j'avais à dire au sujet des principes. Comme M. Stephens connaît bien ce dossier, je lui demanderais de faire lui aussi des commentaires.

M. Stephens: Je crois que nous essayons d'éviter les chevauchements, car en réalité, toutes nos études portent surtout sur les gisements où les estimations des réserves effectuées par l'industrie diffèrent des nôtres. Nous nous sommes aperçus que l'industrie surestime souvent les réserves, et que cela n'est pas très avantageux si vous essayez de déterminer les excédents pour l'exportation.

Pour ce qui est de l'ensemble de la rationalisation, nous avons fait un exercice de planification et nous avons examiné certains domaines sur lesquels nous devons nous pencher davantage. Il s'agit d'un domaine dont nous voulons parler avec les autorités provinciales et avec l'industrie pour voir s'il est possible d'en arriver à une meilleure coopération.

J'estime réellement qu'il est peut-être nécessaire de maintenir une sorte de groupe de surveillance pour aider à maintenir un niveau élevé d'exactitude. Il suffit de ne trouver que quelques petites différences pour que l'industrie vérifie certains de ses chiffres, et je crois que c'est une très bonne chose.

La présidente: Une dernière question au sujet du top gas, monsieur Harris.

M. Lawrence Harris (rechercheur du comité): Monsieur Priddle, nous nous intéressons beaucoup au top gas. Mais avant d'en parler, puis-je vous poser une courte question arithmétique au sujet de la page 32, afin de préciser quelque chose. Les besoins financiers par article de l'Office national de l'énergie, à la page 32, reflètent une augmentation de 4,4 p. 100. Est-ce qu'il s'agit de la différence entre les totaux de 1986-1987 et de 1987-1988? Selon mes calculs approximatifs, ce changement serait plutôt de l'ordre de 3,25 p. 100.

M. Ganim: Le chiffre pour 1986-1987 est une prévision des dépenses. Le chiffre de 1987-1988 est celui du budget des dépenses. Le budget d'exploitation et d'entretien, comme le budget des salaires n'a pas été réduit dans ce document pour refléter le rajustement au niveau de la main-d'oeuvre. Nous avons gardé les niveaux de référence approuvés par le Conseil du Trésor avant la mise en vigueur d'un rajustement de la main-d'oeuvre.

[Text]

Mr. Harris: I think my question was just where did the 4.4% come from?

Mr. Ganim: It basically comes from the 1986-87 forecast to the 1987 estimates.

Mr. Harris: I think that would be 3.59%, would it not?

Mr. Ganim: I would have to double-check that figure. I am not sure exactly.

• 1940

Mr. Stephens: Let me get back to you on that. We may have some trouble with some numbers here.

Mr. Harris: Well, on the top gas question then, Mr. Priddle, in your opening letter of the current 1986 annual report you make reference to the recommendation made on top gas carrying charges being implemented by the Alberta government. I wonder if you could review for us where the top gas business stands at the moment and what the highlights were of this recommendation the board made.

Mr. Priddle: That will not be easy for me to do, or to do in summary terms, but I will try.

As an outcome of the October 1985 Agreement on Natural Gas Markets and Prices, the board held a hearing in early 1986 to look at three aspects of TransCanada PipeLines' services. It took decisions in two of those areas. One decision related to access to TransCanada services. Very briefly, the decision there was to eliminate the clause in the TransCanada toll that denied access to the pipeline for gas that displaced what I shall shorthand as "system gas" in the pipeline. Removal of that clause has been the mechanism by which access has been provided to TransCanada PipeLines' system for direct-sale gas since the opening up of the interprovincial gas market.

Secondly, it took a decision on the elimination of what was called the "double-demand charge". It found that the local distribution company, customers of TransCanada PipeLines, should reduce their obligation to pay demand charges to TransCanada by deduction from their contractual commitments of those volumes of gas that were shipped under the access provisions I have referred to and that displaced sales which would otherwise have been made by the local distribution companies.

The third element that TransCanada review of services attempted to come to grips with was the issue of what, if any, proportion of the carrying charges on the top gas principal should be borne by new shippers of Alberta gas into the interprovincial market. This was an area outside the board's regulatory competence, so the board simply made a recommendation. In oversimplified terms, the recommendation was that gas coming newly into the system, and therefore displacing what I have called "system gas", should bear a proportion of the top gas carrying charges for a period of time. The proportion was about 50% of the interest charges per unit, and the term

[Translation]

M. Harris: Je demandais simplement d'où provenait ces 4,4 p. 100?

M. Ganim: Ils proviennent essentiellement des prévisions de 1986-1987 pour le budget de 1987.

M. Harris: Cela serait 3,59 p. 100, n'est-ce pas?

M. Ganim: Je devrais vérifier à nouveau ce chiffre. Je n'en suis pas absolument certain.

M. Stephens: J'aimerais vous donner une réponse plus tard à ce sujet. Il se peut que nous ayons des problèmes en ce qui concerne les chiffres ici.

M. Harris: Monsieur Priddle, en ce qui concerne *top gas*, dans votre message du rapport annuel de 1986, vous dites que le gouvernement de l'Alberta mettrait en application la recommandation de l'office sur le traitement des frais financiers de *top gas*. Pouvez-vous nous dire où en est ce dossier pour le moment et en quoi consistait principalement cette recommandation faite par l'office?

M. Priddle: Ce ne sera pas facile pour moi de résumer, mais je vais essayer de le faire.

Par suite de l'entente d'octobre 1985 sur les marchés et les prix du gaz naturel, l'office a tenu une audience au début de 1986 pour étudier trois aspects des services de TransCanada Pipelines. Il a rendu des décisions concernant deux de ces domaines. Une décision concernait l'accès aux services de TransCanada. Très brièvement, la décision visait à éliminer la disposition dans les droits de TransCanada selon laquelle le gaz qui déplaçait ce que j'appellerai le «gaz du réseau» dans le gazoduc ne pouvait avoir accès au gazoduc. L'élimination de cette disposition a permis au gaz des ventes directes d'avoir accès au réseau de TransCanada Pipelines depuis l'ouverture du marché gazier interprovincial.

Deuxièmement, l'office a décidé d'éliminer ce que l'on appelait les doubles frais liés à la demande. Il s'est aperçu que la société de distribution locale, les clients de TransCanada Pipelines, devraient réduire leur obligation de payer à TransCanada les frais liés à la demande en déduisant de leurs engagements contractuels les volumes de gaz qui étaient expédiés en vertu des dispositions dont j'ai parlé relativement à l'accès, ainsi que les ventes que les compagnies de distribution locales auraient pu, mais n'ont pu faire.

Le troisième élément que l'examen des services de TransCanada visait à régler est le suivant: quelle proportion des frais financiers du principal de *top gas* devrait être payée par les nouveaux expéditeurs de gaz de l'Alberta sur le marché interprovincial? Comme il s'agissait d'un domaine qui ne relevait pas de la compétence de réglementation de l'office, ce dernier a tout simplement fait une recommandation. En termes très simples, nous avons recommandé que le gaz nouvellement arrivé dans le réseau, et qui déplace par conséquent ce que j'ai appelé le «gaz du réseau», devrait payer une portion des frais financiers de *top gas* pendant un certain temps.

[Texte]

was three years. The board then had the satisfaction of seeing the Alberta government act legislatively to apply a solution very similar to the board's recommendation. So now gas shipped east of Alberta into the interprovincial market bears a proportion of the top gas interest charges.

[Traduction]

Cette proportion était d'environ 50 p. 100 des frais d'intérêt par unité, et ce, pendant trois ans. L'office a ensuite eu la satisfaction de voir le gouvernement de l'Alberta prendre des mesures législatives pour appliquer une solution très semblable à la recommandation de l'office. Par conséquent, le gaz qui est maintenant expédié à l'est de l'Alberta sur le marché interprovincial doit payer une proportion des frais d'intérêt de *top gas*.

• 1945

The Chairman: Is that 50%, three years?

Mr. Priddle: Madam Chairman, I could not tell you what the term is on the Alberta provision.

The Chairman: Are you suggesting that in three years we will be clean, or free?

Mr. Priddle: By no means.

The Chairman: That is all right. On behalf of the committee, I want to thank you, Mr. Priddle, and your officials for appearing here tonight. You have done a magnificent job and we do congratulate you. It has been a very difficult couple of years with deregulation, and we just look forward to some of the decisions you will be bringing down this summer.

Mr. Priddle: Thank you, Madam Chairman.

The Chairman: The next meeting is Tuesday, May 19, main estimates, with Petro-Can International Assistance Corporation. There being no further business, the meeting is adjourned.

La présidente: Est-ce 50 p. 100 pendant trois ans?

M. Priddle: Madame la présidente, je ne sais pas quelle est la période en ce qui concerne l'Alberta.

La présidente: Voulez-vous dire que dans trois ans, nous serons libres?

M. Priddle: Absolument pas.

La présidente: C'est très bien. Monsieur Priddle, au nom du Comité, je désire vous remercier, ainsi que vos collègues, d'être venus ici ce soir. Vous avez fait un travail extraordinaire, et nous vous en félicitons. Ces quelques dernières années de déréglementation ont été très difficiles, et nous attendons avec impatience certaines des décisions que vous prendrez cet été.

M. Priddle: Merci, madame la présidente.

La présidente: La prochaine réunion aura lieu le mardi 19 mai; nous examinerons alors le budget des dépenses principal avec la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale. Comme il n'y a rien d'autre à l'ordre du jour, la séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From the National Energy Board:

Roland Priddle, Chairman;
Robert St.G. Stephens, Executive Director;
Wayne Ganim, Director, Finance Branch.

TÉMOINS

De l'Office national de l'énergie:

Roland Priddle, président;
Robert St.G. Stephens, directeur exécutif;
Wayne Ganim, directeur, Direction des finances.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 22

Tuesday, May 19, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 22

Le mardi 19 mai 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Main Estimates 1987-88: Vote 55 (Petro-Canada
International Assistance Corporation) under
ENERGY, MINES AND RESOURCES

CONCERNANT:

Budget des dépenses principal 1987-1988: Crédit 55
(Corporation Pétro-Canada pour l'assistance
internationale) sous la rubrique **ÉNERGIE, MINES
ET RESSOURCES**

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, MAY 19, 1987

(33)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:11 o'clock a.m., in Room 371 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Lawrence O'Neil and Barbara Sparrow.

Other Member present: Bill Tupper.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From Petro-Canada International Assistance Corporation: Peter Towe, Chairman; William Wiseman, Financial Adviser; Dwight Fulford, Vice-President, Policy and Planning.

The Committee resumed consideration of its Order of Reference dated March 2, 1987, relating to the Main Estimates for the fiscal year ending March 31, 1988. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, March 5, 1987, Issue No. 11.*)

The Chairman called Vote 55 of the Main Estimates under ENERGY, MINES AND RESOURCES.

Peter Towe made an opening statement and, with the other witnesses, answered questions.

At 10:31 o'clock a.m., in accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of Canada's oil reserves and resources. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated November 24, 1986, Issue No. 3.*)

Dwight Fulford answered questions.

At 10:41 o'clock a.m. the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 19 MAI 1987

(33)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 9 h 11, dans la pièce 371 de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Lawrence O'Neil et Barbara Sparrow.

Autre député présent: Bill Tupper.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller technique; Lawrence Harris, économiste.

Témoins: De la Corporation Pétro-Canada pour l'assistance internationale: Peter Towe, président du Conseil d'administration; William Wiseman, conseiller financier; Dwight Fulford, vice-président, Politiques et planification.

Le Comité examine de nouveau son ordre de renvoi du 2 mars 1987 relatif au budget principal des dépenses pour l'exercice financier se terminant le 31 mars 1988. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 5 mars 1987, fascicule n° 11.*)

La présidente met en délibération le crédit 55 du budget principal des dépenses inscrit sous la rubrique ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES.

Peter Towe fait une déclaration préliminaire, puis lui-même et les autres témoins répondent aux questions.

À 10 h 31, en vertu du mandat que lui confie l'article 96(2) du Règlement, le Comité examine de nouveau la question des réserves et des ressources pétrolières du Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du 24 novembre 1986, fascicule n° 3.*)

Dwight Fulford répond aux questions.

À 10 h 41, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

(Recorded by Electronic Apparatus)

[Texte]

Tuesday, May 19, 1987

• 0910

The Chairman: Order, please. The agenda has been circulated. We have a quorum to hear witnesses. The order of the day is the main estimates 1987-88, vote 55.

ENERGY, MINES AND RESOURCES

Petro-Canada International Assistance Corporation

Vote 55—Payment to Petro-Canada International Assistance Corporation \$60,500,000.

The Chairman: Today I want to welcome Mr. Peter Towe, from Petro-Canada International Assistance Corporation. We certainly appreciate your coming here. Mr. Towe, you might like to introduce your colleagues, and then we could have your opening remarks before we move into some questioning.

Mr. Peter Towe (Chairman, Petro-Canada International Assistance Corporation): Thank you very much, Madam Chairman. With me are Dwight Fulford, formerly our ambassador in Saudi Arabia, now on loan to PCIAC from CIDA, and Bill Wiseman, our senior financial adviser, on loan to PCIAC from CIDA.

I have circulated a summary of a summary, and perhaps just to get the ball rolling I might be permitted to read that.

The Chairman: Please do, Mr. Towe.

Mr. Towe: Petro-Canada International Assistance Corporation, or PCIAC, was created by Order in Council in 1981 as a wholly-owned subsidiary of Petro-Canada. It started its operations in 1982. Funded directly by Parliament, it is an instrument of Canadian official development assistance designed to assist developing countries in the oil and gas sector, using, in the main, Canadian goods and services. Under a contractual arrangement, PCIAC is able to draw upon the technical expertise of Petro-Canada. It has, however, an independent board of directors and in practice reports to the Minister of Energy, Mines and Resources and the Secretary of State for External Affairs.

PCIAC works within the framework of Canadian government foreign aid and energy objectives, and the deputy minister of EMR and the president of CIDA serve on its board.

TÉMOIGNAGES

(Enregistrement électronique)

[Traduction]

Le mardi 19 mai 1987

La présidente: À l'ordre, s'il vous plaît. On a fait circuler l'ordre du jour. Nous avons le quorum pour entendre des témoins. L'ordre du jour est l'étude du Budget principal des dépenses de 1987-1988, crédit 55.

ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES

Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale

Crédit 55—Paiement à la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale \$60,500,000.

La présidente: Aujourd'hui, je veux souhaiter la bienvenue à M. Peter Towe, de la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale. Nous vous remercions bien sincèrement d'être venu. Monsieur Towe, vous voudriez peut-être présenter vos collègues, puis faire votre déclaration d'ouverture; ensuite nous passerons aux questions.

M. Peter Towe (président, Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale): Merci beaucoup, madame la présidente. Je suis accompagné par M. Dwight Fulford, qui était notre ambassadeur en Arabie Saoudite et qui est maintenant détaché par l'ACDI auprès de la CPCA, et par M. Bill Wiseman, notre conseiller financier principal, également détaché par l'ACDI auprès de la CPCA.

J'ai fait circuler un résumé très sommaire et peut-être pour entamer la discussion, je pourrais le lire.

La présidente: S'il vous plaît, monsieur Towe.

M. Towe: La Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale (CPCA) a été créée en 1981 par décret du Conseil. C'est une filiale à part entière de Petro-Canada. La CPCA est un des canaux de transmission de l'aide publique au développement du gouvernement canadien, financé par crédits parlementaires, qui a été mis sur pied pour aider les pays en voie de développement à développer leur secteur pétrolier et gazier en utilisant, dans la mesure du possible, les biens et les services canadiens disponibles. Dès le début de ses opérations en 1982, une entente de services d'exploitation avec Petro-Canada a permis à la CPCA d'avoir accès à l'expertise de la société pétrolière nationale du pays. Avec un conseil d'administration indépendant, la CPCA rend compte de ses activités directement au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et au secrétaire d'État aux Affaires extérieures.

Les paramètres de travail de la CPCA sont établis par les objectifs de la politique d'aide au développement du gouvernement canadien et par ceux de son programme énergétique. Le sous-ministre de l'Énergie, des Mines et

[Texte]

PCIAC is Calgary-based, where it has a staff of 25 with the technical expertise necessary to plan and administer projects. Its projects are carried out by Canadian private sector companies selected in accordance with Petro-Canada's normal contract procedures. PCIAC has a small office in Ottawa for policy liaison with CIDA, EMR, and other government departments. I might add that the entire office is here for this committee meeting.

The Chairman: Welcome.

Mr. Towe: Since its inception, PCIAC has undertaken aid projects in about 25 developing countries and regional organizations in Asia, francophone and anglophone Africa, and the Americas. The projects are carried out in geologically attractive areas by Canadian firms using state-of-the-art technology and competitive goods and services. The recipient country's obligation is to meet the local costs by providing local goods and services.

PCIAC's dual role has if anything become more important with the recent drop in world oil prices. While lower oil prices obviously provide some temporary and partial relief to oil-importing developing countries, higher prices undoubtedly lie further down the road. In the meantime, oil companies' budgets have dwindled and exploration in the less-developed countries has declined to a very low level, despite the fact that it is from these countries that most of the new demand for oil will come. Taking advantage of much lower costs of exploring for oil, PCIAC can act as a catalyst in helping oil-importing developing countries to improve their petroleum data base and potential.

• 0915

The long-term benefits, both to the recipients and to Canadian industry, should far outweigh the relatively modest budget of which PCIAC disposes. PCIAC is meeting a high-priority need of importing developing countries while at the same time helping to sustain and support the oil and gas industry in Canada, so that it may more adequately respond to Canada's own domestic needs.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Towe. Unfortunately, this committee only received your summary late Thursday afternoon. We have not had that much time to review the estimates under your obligation of the \$60.5 million. But in the introduction you said the 1987-92 PCIAC corporate plan was approved in December 1986, and the 1987-88 operating budget, which has just been received, was approved in March 1987. Why was your corporate plan not made available to us sooner? We find it very difficult to review the estimates and come up

[Traduction]

des Ressources et la présidente de l'ACDI siègent à son conseil d'administration.

Le siège social de la CPCAI est à Calgary où un groupe de 25 professionnels planifie et administre les projets qui sont exécutés par des compagnies du secteur privé canadien, sélectionnées suivant les procédures contractuelles normales de Pétro-Canada. La CPCAI a également un plus petit bureau à Ottawa qui s'occupe des liaisons d'affaires avec l'ACDI, EMR et d'autres ministères. J'ajouterais que tous les membres du bureau d'Ottawa assistent à cette séance.

La présidente: Bienvenue.

M. Towe: Depuis sa création, la CPCAI a mis sur pied des programmes d'aide dans à peu près 25 pays en voie de développement en Asie, en Afrique francophone et anglophone ainsi que dans l'hémisphère occidental et a travaillé avec les organisations régionales. Les projets sont entrepris dans des régions présentant des conditions géologiques prometteuses, par des sociétés canadiennes utilisant la technologie de pointe ainsi que les biens et les services concurrentiels canadiens. Pour chacun de ces projets, le pays hôte se doit de couvrir les coûts locaux des programmes en assumant les frais des biens et des services disponibles sur place.

Le double rôle joué par la CPCAI a été accentué par la chute récente des prix mondiaux du pétrole. Même si la baisse des prix pétroliers a apporté un allègement temporaire et partiel du fardeau économique des pays importateurs de pétrole, il est entendu que les prix augmenteront à nouveau tôt ou tard. Entre-temps, le budget des entreprises pétrolières a été réduit et les programmes d'exploration dans les pays en voie de développement ont été coupés. La majeure partie de la demande future du pétrole proviendra cependant de ces pays. Profitant des coûts moins élevés des travaux d'exploration, la CPCAI peut agir en tant que catalyseur dans ces pays en améliorant les données de base de leur potentiel pétrolier.

Les bénéfices à long terme que peuvent en retirer les pays hôtes et l'industrie canadienne dépassent de beaucoup le budget modeste dont la CPCAI dispose. La CPCAI est donc en mesure de répondre à un besoin prioritaire des pays en voie de développement importateurs de pétrole tout en aidant l'industrie pétrolière et gazière canadienne à satisfaire plus adéquatement les besoins intérieurs du Canada.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Towe. Malheureusement, le Comité n'a reçu votre résumé que tard jeudi après-midi. Nous n'avons pas eu beaucoup de temps pour étudier vos prévisions budgétaires de 60,5 millions de dollars. Mais dans l'introduction, vous avez dit que le plan corporatif de la CPCAI pour 1987 à 1992 a été approuvé en décembre 1986 et que le budget d'exploitation de 1987-1988, qu'on vient de recevoir, a été approuvé en mars 1987. Pourquoi ne nous a-t-on pas fourni votre plan corporatif plus tôt? Nous avons

[Text]

with some hard decisions on \$60.5 million, which we consider quite an expenditure, without having time really to review this.

Mr. Towe: I apologize for that, Madam Chairman. I think the answer is that this is really not a very high-priority agency, in view of the important elements the government is forced to deal with these days. Quite frankly, our corporate plan, while it was put in in time, was not able to be accorded the kind of priority that would enable us to have it approved, summarized, and distributed as should have been the case.

The Chairman: But the summary is so short and rather sparse for us really to justify that expenditure. I guess I would like to ask you what sort of direction you are under in preparing your corporate plan survey and what information you are supposed to put into it. Could you clarify the procedures for us?

Mr. Towe: Our corporate plan was prepared during the course of last summer. It was required to be submitted, I believe, to the Treasury Board in September or October—a deadline we were able to make. Subsequently it was reviewed by the Treasury Board, after having been submitted through the appropriate Ministers to the board, I should imagine. When it was approved, we were required to do a summary of it for tabling before this committee.

The Chairman: My next question is the chicken-and-egg one. Are you totally responsible to the Secretary of State in regard to CIDA, or to EMR, or do you apply for the \$60.5 million? How do you justify that?

Mr. Towe: I think in the main we have a dual responsibility, one to the Minister of Energy, Mines and Resources, as we are a subsidiary of Petro-Canada, which reports to that Minister. Our funding, however, comes from the External Affairs envelope—the aid envelope—and hence we have a responsibility in that respect to the Secretary of State for External Affairs. In addition, the board of directors, which makes all of the decisions and sets the policy framework, and which approves our corporate plan before a submission through the Ministers to the Treasury Board, includes the President of CIDA, who is in effect the representative of the Secretary of State for External Affairs, and the Deputy Minister of Energy, Mines and Resources, who in turn represents his Minister.

The Chairman: So theoretically you are working almost on a parallel with both of those Ministers.

Mr. Towe: I think that is right. The reason for this of course is that we really do have a dual objective, it seems to me, much more clearly stated in our terms of reference than that of CIDA. We have an objective of helping developing countries in the oil and gas sector, but we similarly have an objective to play a role, modest though

[Translation]

beaucoup de mal à étudier les prévisions budgétaires et à prendre les décisions qui s'imposent relativement à une dépense de 60,5 millions de dollars, ce qui est assez considérable, sans prendre le temps qu'il faut.

M. Towe: Je m'en excuse, madame la présidente. La réponse, à mon avis, c'est que notre corporation n'est pas vraiment prioritaire, étant donné les questions importantes dont le gouvernement doit traiter actuellement. Franchement, bien que nous ayons soumis notre plan corporatif à temps, on ne lui a pas accordé la priorité voulue pour qu'il soit approuvé, résumé et distribué comme cela se doit.

La présidente: Mais le résumé est très court et ne nous donne pas vraiment les détails qu'il nous faut pour justifier vraiment cette dépense. Je voudrais savoir ce que vous devez mettre dans votre plan corporatif et les consignes que vous suivez à cet égard. Pouvez-vous nous éclaircir à ce sujet?

M. Towe: On a élaboré notre plan corporatif l'été dernier. Il fallait le présenter au Conseil du Trésor en septembre ou octobre, je crois, et nous avons respecté cette échéance. Ensuite, le Conseil du Trésor l'a examiné, après qu'on l'ait eu soumis au ministre compétent, j'imagine. Une fois le plan approuvé, nous devons le résumer pour ce Comité.

La présidente: Ma prochaine question est de savoir ce qui vient en premier, la poule ou l'oeuf. Est-ce que vous relevez entièrement du secrétaire d'État aux Affaires extérieures pour ce qui est de l'ACDI ou est-ce que vous relevez de EMR ou faites-vous la demande des 60,5 millions de dollars? Comment justifiez-vous ce montant?

M. Towe: Je pense qu'en général, notre responsabilité est double; d'une part, nous relevons du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, en tant que filiale de Petro-Canada, qui relève du même ministre. Cependant, notre financement provient de l'enveloppe des Affaires extérieures—de l'aide internationale—et par conséquent, nous relevons à cette fin du secrétaire d'État aux Affaires extérieures. En outre, le conseil d'administration, qui prend toutes les décisions et établit la politique et qui approuve notre plan corporatif avant que celui-ci ne soit présenté au Conseil du Trésor par les ministres, comprend le président de l'ACDI qui, en effet, représente le secrétaire d'État aux Affaires extérieures, et le sous-ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources qui, lui, représente son ministre.

La présidente: Donc, en théorie vous travaillez presque en parallèle avec les deux ministres.

M. Towe: Je pense que c'est exact. La raison, bien sûr, c'est que notre objectif est vraiment double et beaucoup plus clairement énoncé, il me semble, dans notre mandat que dans celui de l'ACDI. Notre objectif est d'aider les pays en voie de développement dans le secteur pétrolier et gazier, mais aussi, nous devons jouer un rôle, si modeste

[Texte]

it must be, because of the level of our appropriations, in helping to support the Canadian oil and gas industry.

The Chairman: Okay, I will think about that a bit further.

Mr. Gagnon: How do your projects commence? Is it a request by the recipient country? Does it come from a suggestion to Petro-Canada? Does it come to the Department of Energy, Mines and Resources? Or is it in some other way?

• 0920

Mr. Towe: The normal way is for requests to be forwarded to us through our diplomatic missions in the countries concerned, but there are other methods of receiving requests. Some are received directly to PCIAC from governments and agencies of government who are eligible for our assistance. Some are suggested by Canadian contractors and consultants who are in the field and who in turn are able to generate requests through the appropriate body in the recipient country. There is no set rule, in other words.

Finally, there is a possibility, which we have exercised, of ourselves suggesting. Because of our knowledge of what our capabilities are in Canada and our knowledge of what the recipient government might need following discussions with it and its agencies or with the world bank, it is possible for us ourselves to suggest projects for PCIAC financing.

Mr. Gagnon: On your operating budget you show that the expenditures for the Caribbean and Latin America are increasing roughly twofold from 1985 actual and 1986 actual. Why is the thrust towards this part of the world being undertaken?

Mr. Towe: First, it reflects a large project we have in Colombia and in Costa Rica. I do not think the figures can be considered as denoting a trend in our expenditures. We operate, as I said, in a handful of countries, unlike larger aid agencies which have wider responsibilities, and we do not necessarily stay in a country for any particular length of time.

What we are attempting to do, working within the framework of government aid policy, is to identify and carry out projects in geologically prospective countries where we have in Canada the competitive capability of carrying out those projects and where the projects will make a demonstrable support to the recipient country's development objectives.

Mr. Gagnon: You mentioned Colombia. Why have you picked Colombia, inasmuch as it is a very major oil producer itself? It has quite a well-known oil infrastructure.

Mr. Towe: We began in Colombia before Colombia was an oil exporter. Our program there involves only technical assistance, but high-level technical assistance. Up to 15 Canadian advisers, Canadian consultants, may be working in Colombia over the next two or three years. At

[Traduction]

soit-il, vu le niveau de notre financement, pour soutenir l'industrie pétrolière et gazière du Canada.

La présidente: D'accord, j'y réfléchirai davantage.

Mr. Gagnon: Comment vos projets commencent-ils? Est-ce par suite d'une demande du pays hôte? Est-ce une suggestion faite à Petro-Canada? Est-ce une demande faite au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources? Ou est-ce d'une autre façon?

Mr. Towe: Normalement, nos missions diplomatiques dans les pays concernés nous font parvenir les demandes, mais il existe d'autres possibilités. La CPCAI reçoit des demandes directement des gouvernements et des organismes gouvernementaux admissibles. Certaines demandes sont proposées par des entrepreneurs et experts-conseils canadiens sur place, qui les font parvenir par l'organisme compétent du pays hôte. Autrement dit, il n'y a pas de règle établie.

Finalement, nous pouvons proposer la demande nous-mêmes, comme nous l'avons fait par le passé. Parce que nous connaissons nos capacités au Canada et celles dont le gouvernement du pays hôte aurait besoin, à la suite de discussions avec ce gouvernement et ses organismes ou avec la Banque mondiale, nous pouvons proposer des projets à financer par la CPCAI.

Mr. Gagnon: Votre budget d'exploitation révèle que les dépenses dans les Antilles et l'Amérique latine sont à peu près deux fois ce qu'elles étaient en 1985-1986. Pourquoi visez-vous cette partie du monde en particulier?

Mr. Towe: Premièrement, il s'agit d'un grand projet que nous avons entrepris en Colombie et au Costa Rica. A mon avis, ces chiffres ne révèlent pas une tendance. Comme je l'ai dit, nous sommes actifs dans un petit nombre de pays, contrairement à des organismes d'aide plus importants qui ont des responsabilités plus larges, et nous ne restons pas nécessairement dans un pays donné longtemps.

Ce que nous essayons de faire dans le cadre de la politique gouvernementale d'aide, c'est de désigner et de mener à bien des projets dans des pays intéressants du point de vue géologique et pour lesquels le Canada est compétent et concurrentiel, projets qui contribueront d'une façon significative aux objectifs du pays hôte en matière de développement.

Mr. Gagnon: Vous avez mentionné la Colombie. Pourquoi l'avez-vous choisie, étant donné qu'elle est déjà un grand producteur de pétrole? Son infrastructure pétrolière est bien connue.

Mr. Towe: Nous avons commencé en Colombie avant qu'elle n'exporte du pétrole. Notre programme est d'aide technique seulement, mais à un niveau supérieur. Jusqu'à 15 conseillers ou experts-conseils canadiens pourraient travailler en Colombie au cours des deux ou trois

[Text]

the moment I think we have something like 9 there. These consultants are working in a wide range of disciplines for Ecopetrol, the Colombian national oil company. We feel we have something to provide to Colombia, and we feel also, quite candidly, that by having senior Canadians working and helping the Colombians in the development of their indigenous resources we can generate business for Canadian companies.

Mr. Gagnon: What sorts of disciplines would these 15 consultants represent?

Mr. Towe: They are a very wide range: geological, environmental, safety, oilfield management. It involves a very broad spectrum of oil and gas disciplines and it involves, as I said, sending experts to these countries as well as receiving Colombians in Canada for short training periods. But it is a technical assistance program.

Mr. Gagnon: Why was your budget actual versus the budget of 1986 at such variance? Roughly \$25 million was not expended.

Mr. Towe: The figures are infinitely complicated, and I am very happy to report that I have Mr. Wiseman here to try to decipher them for you. The apparent discrepancies represent the fact that we have this year moved from a calendar-year basis of financing to the government's fiscal-year basis of financing. Secondly, the relatively low level you have pointed to represents to some extent some uncertainties PCIAC faced as to its continued existence. There were lower levels of commitments and lower levels of expenditures than the amount of funds that were actually allocated to PCIAC in the years under question.

• 0925

Mr. Gagnon: Could you elaborate on the possible demise of Petro-Canada International Assistance Corporation?

Mr. Towe: We have for some time been living under a cloud of uncertainty about not only the level of financing but even our continued existence as a separate aid agency. I think this is a reflection of the doubt in the minds of some members of the government that there should be two aid agencies working in the same sector under different procedures for procurement in Canada and under different procedures for dispensing the aid in the recipient countries.

We have worked out, to the best of our ability, a process of co-ordination and co-operation with CIDA. I mentioned that the president of CIDA sits on our board. All projects are approved, hence, by the president of CIDA. Special efforts have been made to avoid duplication and misunderstanding. It is difficult for me to speculate on the reasons for the divergence in attitude, but we have been subject to review on several occasions, and the decision seems to have been that we should continue to exist, with a frozen budget, pending further decisions as to whether we should continue to exist or not.

[Translation]

prochaines années. À l'heure actuelle, je crois qu'il y en a environ neuf là-bas. Ces experts-conseils travaillent dans des disciplines très variées pour *Ecopetrol*, la Société pétrolière nationale de la Colombie. Nous croyons que nous avons quelque chose à offrir en Colombie et, je vous le dis en toute franchise, grâce aux Canadiens d'expérience qui aident les Colombiens à développer leurs propres ressources, nous pouvons faire des affaires pour des compagnies canadiennes.

M. Gagnon: Quelles disciplines ces 15 experts-conseils représentent-ils?

M. Towe: C'est très varié: la géologie, la protection de l'environnement, la sécurité, la gestion des champs pétrolifères. Il s'agit d'une gamme très large de disciplines relatives à l'exploitation pétrolière et gazière et, comme je l'ai dit, cela suppose d'envoyer des experts dans ces pays-là et de recevoir au Canada des Colombiens pour de courts stages. C'est un programme d'aide technique.

M. Gagnon: Pourquoi les dépenses de 1986 diffèrent-elles tellement des prévisions budgétaires? On n'a pas dépensé quelque 25 millions de dollars.

M. Towe: Les chiffres sont infiniment compliqués et je suis très heureux d'être accompagné par M. Wiseman, qui peut vous les expliquer. Les écarts apparents résultent du fait que nous avons passé cette année d'une comptabilité basée sur l'année civile à une comptabilité basée sur l'exercice financier du gouvernement. Deuxièmement, le niveau relativement bas que vous avez signalé témoigne, dans une certaine mesure, des incertitudes quant à l'avenir de la CPCAI. Les engagements et les dépenses pour les années en cause étaient inférieurs aux montants affectés à la CPCAI.

M. Gagnon: Pouvez-vous parler davantage de la possibilité que la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale soit abolie?

M. Towe: L'incertitude plane sur nous depuis quelque temps, non seulement en ce qui concerne le niveau de financement, mais même la survie de la Corporation en tant qu'organisme d'aide distinct. À mon avis, cela tient au fait que certains membres du gouvernement doutent de la nécessité d'avoir deux agences d'aide distinctes dans le même secteur, qui ont des méthodes d'approvisionnement différentes au Canada et qui dispensent l'aide aux pays bénéficiaires d'une manière différente.

Nous avons élaboré de notre mieux un processus de coordination et de collaboration avec l'ACDI. J'ai dit que la présidente de l'ACDI est membre de notre conseil. Donc, elle approuve tous les projets. On a fait des efforts particuliers pour éviter le double emploi et les malentendus. Je suis mal placé pour commenter les raisons des différents points de vue, mais on a examiné la Corporation à différentes occasions et on a décidé, semble-t-il, de la maintenir avec un budget gelé en attendant qu'une décision soit prise quant à son existence.

[Texte]

Mr. Gagnon: Again referring to your operating budget, you do have two items I find intriguing. Where is francophonie?

Mr. Towe: "Francophonie" is a term used to denote the French-speaking developing countries as a whole. There is a very long list of French-speaking developing countries in—

Mr. Gagnon: It could be located in Africa, for instance?

Mr. Towe: For the most part these countries are located in Africa, though Haiti, for example, would also be included.

Mr. Gagnon: Your budget in 1986 showed \$14.87 million for others, under "New Project Activities", not spent. What does that represent?

Mr. Towe: These are basically commitments for projects that have been approved by the board but that were not at that time launched, as it were.

Mr. Gagnon: Would that \$14.87 million be reflected in some of the 1987-88 budget figures allocated by geographic area?

Mr. Towe: In the sense that the projects themselves were under consideration prior to the award to us of the 1987-88 budget, the answer is yes. But the funds which were then available and for which the projects were being planned have lapsed. So the projects themselves would need to be financed within the context of the 1987-88 budget.

Mr. Gagnon: Do you have some items with a bit more detail on where you are planning on spending this money, and what for—in other words, if you are going to go into a country such as Morocco or Colombia, as we were talking about earlier? I find this somewhat light in background.

Mr. Towe: We circulated today only, I think, or perhaps again only on Thursday, our annual report for 1986, which was approved for tabling by the Minister of Energy on Thursday or Friday of last week.

• 0930

I do have and can give considerable detail on our projects in a number of countries. You mentioned Morocco. We have been carrying out over the last 15 months or so a technical assistance project which involved onshore operating through SOQUIP, the Quebec entity, with Canadian geologists and geophysicists. We have also done an offshore project with the *Bernier*, which is operated by Sonics Exploration, where we have acquired and interpreted offshore seismic information.

As a result of those operations, both offshore and onshore, we are considering in-house the possibility of entering into new agreements for new projects. In both instances, onshore and offshore, we are hoping the new projects, if they are entered into, will involve private-sector participation.

Mr. Gagnon: That opens up a whole other line of questioning. But I think it would be most helpful, rather

[Traduction]

M. Gagnon: Je me réfère encore à votre budget d'exploitation. Deux articles m'intéressent particulièrement. Où est la francophonie?

M. Towe: La francophonie désigne tous les pays en voie de développement d'expression française. Il y en a beaucoup en...

M. Gagnon: En Afrique, par exemple?

M. Towe: Pour la plupart, ces pays se trouvent en Afrique, mais on inclurait aussi Haiti, par exemple.

M. Gagnon: L'état des dépenses pour 1986 révèle, à la rubrique des nouveaux projets, qu'on n'a pas dépensé les 14,87 millions de dollars prévus. Qu'est-ce que cela représente?

M. Towe: Il s'agit essentiellement des engagements pris pour des projets que le conseil a approuvés mais qui n'ont pas commencé à la fin de l'exercice.

M. Gagnon: Est-ce que les prévisions budgétaires de 1987-1988, réparties par zones géographiques, tiendraient compte de ce montant de 14,87 millions de dollars?

M. Towe: Pour ce qui est des projets qui étaient à l'étude avant l'adoption du budget de 1987-1988, la réponse est oui. Mais les crédits prévus dans ce budget-là, et pour lesquels on envisageait les projets ont expiré. Donc, les projets devraient être financés dans le cadre du budget de 1987-1988.

M. Gagnon: Avez-vous des précisions sur les pays où vous entendez dépenser cet argent et pourquoi—autrement dit, s'il s'agit d'un pays comme le Maroc ou la Colombie, dont nous avons déjà parlé? Je trouve qu'il me manque des renseignements.

M. Towe: Nous n'avons fait circuler qu'aujourd'hui, je pense, ou peut-être ce n'était que jeudi dernier, notre rapport annuel pour 1986, que le ministre de l'Énergie a approuvé jeudi ou vendredi dernier.

Je puis vous donner énormément de détails sur nos projets dans un certain nombre de pays. Vous avez parlé du Maroc. Depuis environ 15 mois nous avons un projet d'assistance technique en mer que nous menons avec la société québécoise SOQUIP et des géologues et géophysiciens canadiens. Nous avons également mené un projet avec le *Bernier* qui relève de *Sonics Exploration*. Il s'agit d'un programme de sondage sismique en mer pour l'interprétation de données saisies par le *Bernier*.

Grâce à ces activités, qu'elles soient menées en mer ou sur les côtes, nous envisageons la possibilité de conclure de nouvelles ententes touchant d'autres projets. Dans les deux cas, en mer ou non, nous espérons que si nous nous lançons dans ces nouveaux projets, nous pourrions compter sur la participation du secteur privé.

M. Gagnon: Cela m'inspire toute une autre série de questions. Toutefois, je crois qu'il serait très utile, plutôt

[Text]

than looking back at where we were in 1986, if you could give us a list of the countries, what you are planning to do, and what we can be looking for in the years following. If you are planning a seismic program in this coming year, do you have a projected possibility of a well the year after type thing—in other words, some sort of a longer term plan and how these moneys will be allocated?

Mr. Towe: I do not know whether you would want me to go through the list of countries and describe the projects we have, but I would say that we do not necessarily follow up our seismic programs with drilling activities.

Mr. Gagnon: I think we appreciate that problem.

The Chairman: [Inaudible—Editor]. . . other projects, Mr. Gagnon?

Mr. Gagnon: Yes, certainly. And I think if we have something tabled through the clerk, we could get it circulated and have a look at it, how the money is going. In other words, \$19.5 million goes to Asia, what countries and for what projects—that type of thing.

The Chairman: Would it be possible, Mr. Towe, to table that with the clerk?

Mr. Towe: For 1986 the expenditures of funds have been set out in some considerable detail in the annual report, which I greatly regret did not reach you until the end of last week, through no fault of our own. For 1987, we are involved in a planning operation, as it were. Some projects have already been approved by the board and are under way. Other projects are to be submitted to a board at a forthcoming meeting.

I might give you by way of example a project we are undertaking in Jordan, where we are committed to spend, subject to parliamentary appropriation of funds, something in the order of \$19 million over a two- or three-year period. This program involves the acquisition processing and interpretation of onshore seismic data. It involves quite a large technical assistance program under which we will put into the field Canadian contractors to help the Jordanians and to bring Jordanians to Canada to participate in training activities here.

I might say that in this connection, since we have concluded our agreement with Jordan to provide the program I have just mentioned, a Canadian company has been successful in receiving a drilling contract from the Jordanian government. I am not suggesting that we were vital in that respect, but the fact that Canada is operating in Jordan, that the Jordanians came to know us and are very much aware that continued support for Canada's program in the oil and gas sector depends on the extent to which there is interest in using on a commercial basis a competitive sector of the Canadian economy, I think that point was not lost sight of the by Jordanians in awarding the contract.

[Translation]

que de considérer la situation dans laquelle nous nous trouvions en 1986, d'avoir une liste des pays, de ce que vous prévoyez de faire et de ce qu'il nous faut attendre dans les prochaines années. Si vous projetez un programme sismique cette année, prévoyez-vous par exemple un puits l'année suivante—autrement dit, avez-vous un plan à plus long terme et savez-vous comment seront répartis ces fonds?

M. Towe: Je ne sais pas si vous voulez que je vous donne toute la liste des pays et des projets entrepris, mais je puis tout de suite vous dire que nos programmes sismiques ne sont pas nécessairement suivis d'activités de forage.

M. Gagnon: Je crois que c'est compréhensible.

La présidente: [Inaudible—Éditeur]. . . d'autres projets, monsieur Gagnon?

M. Gagnon: Oui, certainement. Si l'on pouvait nous soumettre quelque chose par l'intermédiaire de la greffière, nous pourrions y jeter un coup d'oeil et nous faire une meilleure idée de ces dépenses. Autrement dit, 19,5 millions de dollars vont en Asie. j'aimerais savoir dans quels pays et pour quels projets.

La présidente: Serait-ce possible, monsieur Towe?

M. Towe: Pour 1986, les dépenses sont présentées de façon très détaillée dans le rapport annuel que je regrette que vous n'ayez pas reçu avant la fin de la semaine dernière bien que ce ne soit pas de notre faute. Pour 1987, nous faisons de la planification. Certains projets ont déjà été approuvés par le conseil et ont démarré. D'autres doivent être soumis sous peu au conseil.

Je vous donnerais l'exemple d'un projet que nous entreprenons en Jordanie où nous nous sommes engagés à dépenser, sous réserve de l'autorisation du Parlement, quelque chose comme 19 millions de dollars sur une période de deux ou trois ans. Ce programme comprend la collecte, le traitement et l'interprétation de données sismiques en mer. Cela représente un programme d'assistance technique assez important dans le cadre duquel nous enverrons des entrepreneurs canadiens aider les Jordaniens et nous ferons venir des Jordaniens au Canada pour participer à des activités de formation.

À ce propos, depuis que nous avons conclu notre entente avec la Jordanie pour ce programme, une société canadienne a réussi à obtenir un contrat de forage du gouvernement jordanien. Je ne dis pas que nous ayons joué un rôle vital à cet égard mais le fait que le Canada soit présent en Jordanie, que les Jordaniens nous connaissent et savent très bien que la survie du programme pétrolier et gazier canadien dépend de la mesure dans laquelle on est prêt à utiliser commercialement un secteur compétitif de l'économie canadienne a certainement joué un rôle important dans la décision des Jordaniens.

[Texte]

[Traduction]

• 0935

The Chairman: So these are listed in your annual report. We received the annual report late Friday afternoon. As you can see, the committee members have really not had a chance to review it, Mr. Towe.

Mr. Towe: I am very sorry. We are not allowed to circulate the report until it has been approved by the Minister for tabling in the House of Commons, and the approval was only obtained, I think, on Thursday or Friday of last week.

The Chairman: That puts a tight constraint on it, does it not? How do you justify your projects? How do you measure their effectiveness?

Mr. Towe: Well, I guess in the final analysis we measure the effectiveness of our programs by the willingness of the private sector to move in and supply the technology and the large amount of funds necessary for development. Essentially, we are gathering data with the hope and expectation that new data and new promotional exercises by these countries will be adequate to encourage the private sector to participate either by itself or with another aid agency. We are clearly looking for the private sector to participate, because we have neither the resources nor the desire to compete with the private sector in the developing countries.

The Chairman: Does any other external agency, such as the Treasury Board or the Auditor General, assess your effectiveness?

Mr. Towe: After the completion of a project we carry out an in-house assessment of the project from a whole range of perspectives; these assessments are made available to the Treasury Board if they wish them, but certainly to our board of directors.

The Chairman: It certainly might be very helpful for the committee to receive these evaluation sheets. I think it is one of our duties and our mandate to make sure that the appropriation of \$60.5 million in this fiscal year is what we would consider relatively well spent. Do you ever abandon a project?

Mr. Towe: Yes, we have abandoned projects. We were required, unfortunately, to abandon a drilling project offshore from Senegal when there was a dispute between Guinea Bissau and Senegal over the territory in which we were operating. We abandon projects when we become as convinced as one can be that the project is not likely to be effective, that the geology we had thought indicated the availability of hydrocarbons did not in fact indicate the availability of hydrocarbons. We have abandoned projects from that point of view.

We have done a great deal of seismic work in Tanzania, for example, and we have undertaken with the Tanzanians—again subject to the availability of funds—to drill a well if a drillable location can be found. We have not yet found a location we consider to be worthy of further expenditure of funds, but we are continuing to process data, which they are using and which they have

La présidente: Ces projets se trouvent donc dans votre rapport annuel. Nous l'avons reçu en fin d'après-midi vendredi. Vous comprendrez donc que les membres du Comité n'ont pas eu le temps de l'étudier.

M. Towe: J'en suis tout à fait désolé. Nous n'avons pas le droit de diffuser le rapport tant qu'il n'a pas été approuvé par le ministre et déposé à la Chambre des communes. Je crois que cette autorisation n'a été donnée que jeudi ou vendredi dernier.

La présidente: Ce n'est pas facile, n'est-ce pas? Comment justifier vos projets? Comment mesurer leur efficacité?

M. Towe: Ma foi, nous en mesurons l'efficacité à la propension du secteur privé à participer en fournissant la technologie et les grosses sommes d'argent nécessaires au développement. En fait, nous réunissons les données voulues dans l'espoir que celles-ci, accompagnées de la promotion faite dans ces différents pays, permettront d'encourager le secteur privé à participer soit seul, soit avec un autre organisme d'aide publique. Nous tenons beaucoup à ce que participe le secteur privé car nous n'avons ni les ressources ni le désir de le concurrencer dans les pays en développement.

La présidente: Y a-t-il un organisme externe comme le Conseil du Trésor ou le vérificateur général qui évalue votre rentabilité?

M. Towe: Lorsqu'un projet est achevé, nous effectuons une évaluation interne sous des tas d'angles différents. Ces évaluations sont mises à la disposition du Conseil du Trésor s'il nous les demande et, de toute façon, nous les soumettons à notre conseil d'administration.

La présidente: Il serait certainement très utile pour le Comité d'obtenir également ces évaluations. Une de nos fonctions et de nos responsabilités est de nous assurer que le crédit de 60.5 millions de dollars de cet exercice financier représente une dépense qui nous semble justifiée. Abandonnez-vous jamais un projet?

M. Towe: Oui, cela nous est arrivé. On nous a malheureusement demandé d'abandonner un projet de forage en mer au Sénégal à cause d'un conflit entre la Guinée-Bissau et le Sénégal au sujet du territoire sur lequel nous opérons. Nous abandonnons des projets lorsque nous devenons aussi convaincus qu'on peut l'être que celui-ci risque de ne pas rapporter, que la géologie qui nous avait d'abord semblé contenir des hydrocarbures n'en contenait pas. C'est une raison pour laquelle nous avons parfois abandonné un projet.

Nous avons effectué énormément d'études sismiques en Tanzanie, par exemple et—sous réserve que nous obtenions les fonds nécessaires—nous nous sommes engagés auprès des Tanzaniens à forer un puits si l'on trouve un endroit approprié. Nous n'en avons pas encore trouvé qui nous semble mériter que nous dépensions plus d'argent, mais nous continuons à traiter les données

[Text]

found useful in stimulating Amoco, for example, to move in and to take acreage there.

The Chairman: Does that country approach you, or are you out looking for projects?

Mr. Towe: That country has approached us on a number of occasions. We have an energy adviser either there or about to be stationed in Dar es Salaam, who will be senior energy adviser to the Minister of Energy, in part because we have a large program there, in part because the private sector is now beginning to be quite interested in Tanzania and the Minister asked if we could provide a senior Canadian for a one- or two-year period.

• 0940

The Chairman: Which Minister? Our Minister?

Mr. Towe: The Tanzanian Minister of Mines and Energy.

So we are carrying out work onshore and have done work offshore in Tanzania. We are hoping to receive the board's approval for additional seismic, to use the crew that is there, to work on a concession the Oil and Natural Gas Commission of India is interested in drilling on. We feel, as the Tanzanians do, that if this additional seismic that we provide is sufficiently attractive, the Indians will be moving in on a commercial basis in Tanzania, to their benefit and to the benefit of the Tanzanians.

The Chairman: Who does the seismic work? Do you contract out? Do you go out for bids?

Mr. Towe: We go out to bid on the normal commercial procedures of Petro-Canada. We do not do the seismic work with our own people. We have done some seismic interpretation in-house. Indeed, we have done quite a lot of seismic interpretation and processing in-house in Petro-Canada. But we now are limiting the amount that is done in-house to a very small amount. The reason for that is it is not considered appropriate for Petro-Canada—

The Chairman: I agree.

Mr. Towe: —to bid on projects PCIAC is opening up to the private sector. There is a lot of spare capacity in the industry and in Petro-Canada. But we have taken a conscious decision that we will deal principally with the private sector in this activity, and only where there are special reasons for doing so will the processing be done within our own organization; with our parent corporation's own organization.

The Chairman: You have made a conscious decision, but are you always at arm's length? If the expertise is not available out in the industry, does that mean you turn to an internal structure and do it yourselves?

[Translation]

recueillies et qui leur semblent utiles puisque cela leur a permis d'inciter Amoco à venir s'installer.

La présidente: Le pays vous contacte-t-il ou est-ce vous qui prospectez?

M. Towe: Ce pays nous a contactés à plusieurs reprises. Nous avons quelqu'un qui est là-bas ou qui doit aller à Dar es Salaam comme premier conseiller du ministre de l'Énergie. Cela parce que nous avons là-bas un programme important, d'une part parce que le secteur privé commence à beaucoup s'intéresser à la Tanzanie, d'autre part parce que le ministre nous a demandé si nous pouvions lui prêter un Canadien comme conseiller supérieur pendant un ou deux ans.

La présidente: Quel ministre? Notre ministre?

M. Towe: Le ministre des Mines et de l'Énergie de la Tanzanie.

Nous effectuons donc des études sismiques sur terre en Tanzanie et nous en avons effectué en mer. Nous espérons obtenir l'approbation du conseil pour effectuer d'autres études sismiques relativement à une concession où la *Oil & Natural Gas Commission of India* serait intéressée à faire du forage, de sorte que l'on pourrait utiliser l'équipe qui se trouve sur place. Comme les habitants de la Tanzanie, nous estimons que si les études sismiques additionnelles que nous faisons s'avèrent assez intéressantes, les Indiens viendront s'installer en Tanzanie sur une base commerciale, ce qui sera avantageux pour eux et pour les habitants de la Tanzanie.

La présidente: Qui effectue les études sismiques? Ce travail est-il donné à contrat? Est-ce que vous faites des appels d'offres?

M. Towe: Nous faisons des appels d'offres conformément à la marche à suivre habituelle de Petro-Canada relativement aux activités commerciales. Ce ne sont pas nos propres employés qui font les études sismiques. Nous avons fait de l'interprétation sismique chez nous. En fait, Petro-Canada a fait beaucoup d'interprétation et de traitement des données sismiques. Nous limitons cependant ces travaux effectués chez nous à une très petite quantité. En effet, il n'est pas considéré comme étant convenable que Petro-Canada...

La présidente: Je suis d'accord.

M. Towe: ... présente une soumission pour des projets que la CPCAI propose au secteur privé. L'industrie et Petro-Canada ont une grande capacité de réserve. Mais nous avons décidé de traiter surtout avec le secteur privé pour ce qui est de cette activité, de sorte que le traitement ne sera effectué dans notre propre organisation, dans l'organisation de notre société-mère, que lorsque des raisons particulières le justifient.

La présidente: Vous avez pris une décision, mais traitez-vous toujours à distance? Si l'industrie n'a pas la compétence, est-ce que vous comptez sur votre propre organisation pour effectuer un travail?

[Texte]

Mr. Towe: If the expertise is not available outside, which is hard to envisage—

The Chairman: Hard to imagine; yes, I agree.

Mr. Towe: —these days, we would, or if it were not of the quality that we consider to be desirable outside, which is again highly unlikely. But in the main, particularly with the downsizing of Petro-Canada, the people who really work for PCIAC in Petro-Canada are working in assessing projects in terms of their geological prospectivity, in terms of their desirability for being carried out with aid funds, having regard to Canada's private-sector capacity to move in in this field.

The Chairman: Sure.

Mr. Tupper: I frankly do not have enough information. I do not think, to do the sort of probing I would like to, but more importantly, to understand the initiatives that are going to be taking place in the coming year. I am actually startled to see that between 1985 and the current year you have had the privilege of having your budget increased by almost 80%. Is there a background to that, when almost every other arm of our government, including your own ministry, has had to contract its initiatives terribly, at a time when our research in Energy, Mines and Resources, for instance, is being cut back, to the detriment, I think, of our industry?

Mr. Towe: I do not think in this case the figures are actually telling the truth. What had happened—

Mr. Tupper: Is the 1985 figure of \$35 million incorrect?

Mr. William Wiseman (Financial Adviser, Canadian International Development Agency): To expand on Mr. Towe's comment, basically PCIAC has been, until this fiscal year, run and operated on a calendar-year basis, whereas its appropriation has been granted on a fiscal-year basis, which has meant that year to year, when funds were not totally expended, it was possible to bring funds forward from the first three months of our fiscal year to later in the fiscal year. Hence, we have had a case where you see, from the 1986 fiscal year, some accumulation of funds from a previous year that were not expended.

• 0945

With respect to your question if the 1985 numbers and actuals are correct, yes. As per our audited financial statement, those are our numbers for that fiscal year.

Mr. Tupper: What are the uncommon factors, then, for the three years we are looking at?

Mr. Wiseman: The uncommon factors? Basically, if you look at the top, sources of funds, previous year carry-overs, those you will not normally find in any operation

[Traduction]

M. Towe: Si l'on ne peut pas faire faire le travail à l'extérieur parce que le secteur privé n'a pas la compétence, ce qui est difficile à imaginer. . .

La présidente: Difficile à imaginer, oui, je suis d'accord

M. Towe: . . . nous le ferions, ou si nous jugions que le travail effectué à l'extérieur ne serait pas de la qualité désirée, ce qui encore une fois est très improbable. Mais en général, particulièrement en raison de la rationalisation de Petro-Canada, les personnes qui travaillent réellement pour la CPCAI à Petro-Canada évaluent les projets afin de déterminer s'ils ont des possibilités de prospection géologique, s'il est souhaitable de les réaliser avec les fonds d'assistance, tout en tenant compte de la capacité du secteur privé canadien de réaliser ces projets.

La présidente: Certainement.

M. Tupper: En toute franchise, je ne crois pas avoir suffisamment de renseignements pour poser le genre de questions que j'aimerais poser, mais ce qui est encore plus important, pour comprendre les initiatives qui seront prises cette année. Je suis réellement étonné de voir qu'entre 1985 et cette année vous avez eu le privilège de voir votre budget augmenté d'environ 80 p. 100. Y a-t-il une raison justifiant cette augmentation, car la plupart des autres ministères de notre gouvernement, y compris votre propre ministère, ont dû restreindre leurs initiatives de façon considérable, et que les activités de recherche à Énergie, Mines et Ressources, par exemple, sont à mon avis réduites au détriment de notre industrie?

M. Towe: Je ne crois pas que les chiffres traduisent réellement la vérité dans le cas présent. Ce qui s'est produit. . .

M. Tupper: Le chiffre de 35 millions de dollars pour 1985 est-il inexact?

M. William Wiseman (conseiller financier, Agence canadienne de développement international): Afin de compléter la réponse de M. Towe, jusqu'à la présente année financière, la CPCAI était administrée et fonctionnait selon l'année civile, tandis que son budget était approuvé pour une année financière, ce qui veut dire que d'année en année, lorsque les fonds n'étaient pas totalement utilisés, il était possible de reporter ces sommes des trois premiers mois de notre année financière à plus tard au cours de l'année financière. Par conséquent, pour l'année financière 1986, vous pouvez voir une accumulation de fonds qui n'ont pas été utilisés au cours d'une année précédente.

Vous m'avez demandé si les chiffres pour l'année 1985 étaient exacts, et la réponse est oui. Selon notre état financier qui a fait l'objet d'une vérification, ce sont nos chiffres pour cette année financière.

M. Tupper: Quels sont les facteurs inhabituels, alors, pour ces trois années?

M. Wiseman: Les facteurs inhabituels? Essentiellement, si vous regardez en haut de la page, la provenance des fonds, les reports de l'année précédente, vous ne trouvez

[Text]

funded through parliamentary appropriation. The basic reason for switching our fiscal year from a calendar to a government fiscal year was to match our expenditures to our appropriation. We always, when we speak to committees or speak to any governmental body, have to explain the fact that what you are looking at here is not totally analogous to the appropriation.

Mr. Tupper: Mr. Towe, it does not, I think, change the figures dramatically, because the carry-over was only \$2.7 million. I am trying to get a feel as to how you were able to justify such a dramatic increase in the magnitude of your programs.

Mr. Towe: As I say, the figures are correct under the headings that are given, but the fact is that, when we were established in 1981, the budget appropriation for our first year was \$50 million. It was intended then that our annual budget allocation from the aid envelope would rise until it represented 4% of the CIDA budget.

What has in fact happened is that the government decided three years ago, when it reached \$60.5 million, to freeze the budget at \$60.5 million, and that means that our percentage of the total aid vote is just slightly over 2% rather than 4%. We have never received more than \$60 million and never received less than \$50 million at the beginning of our operations. We have not received the increases which the figures seem to indicate have been the case. As I explained earlier, these represent, to a very large extent, underexpenditures from appropriated funds, transfers back to the aid envelope for projects that we did not, for a variety of reasons, have the capacity to carry out.

Mr. Tupper: Relative to the ground rules under which you must operate, with which I am not familiar, can you comment on them? Are there countries into which you will not go and countries on a much different kind of priority list which are helpful to go to, and what are they? For example, would you ever entertain going into a country that would have any affiliation—past, present, or future—with OPEC?

Mr. Towe: Basically, our guidelines are the guidelines of Canadian ODA. The government has established a list of certain countries that are eligible for Canadian development assistance, and from that list we are by and large able to pick and choose. We are limited, of course, in other ways, because we must limit ourselves to countries where there is prospectivity, where there is a possibility of developing data that will indicate the presence of hydrocarbons.

We are also limited by the relatively low level of our budget. Let me give you an example. We have not operated in India though CIDA have a very large oil and gas project in India. It has been our feeling that the level of our operation in India would be so low relative to the contributions of CIDA and the World Bank that we would

[Translation]

habituellement pas ces chiffres dans le cas de n'importe quelle autre exploitation financée par des crédits parlementaires. La principale raison pour laquelle nous avons décidé d'utiliser l'année financière du gouvernement plutôt que l'année civile était pour faire correspondre nos dépenses à nos crédits. Lorsque nous nous adressons aux comités ou à n'importe quel organisme gouvernemental, nous devons toujours expliquer la raison pour laquelle les chiffres que vous voyez ne correspondent pas totalement aux crédits.

M. Tupper: Monsieur Towe, à mon avis, cela ne change pas considérablement les chiffres, parce que le report n'était que de 2,7 millions de dollars. J'essaie de savoir comment vous avez pu justifier une telle augmentation quant à l'ampleur de vos programmes.

M. Towe: Comme je l'ai dit, les chiffres sont justes et correspondent à la rubrique sous laquelle ils apparaissent, mais il n'en demeure pas moins que lorsque la société a été mise sur pied en 1981, notre budget s'élevait à 50 millions de dollars pour la première année. Il avait été entendu alors que notre budget annuel provenant de l'enveloppe d'assistance augmenterait jusqu'à ce qu'il représente 4 p. 100 du budget de l'ACDI.

En fait, lorsque le budget a atteint 60,5 millions de dollars il y a trois ans, le gouvernement a décidé de le geler, ce qui veut dire que notre pourcentage du crédit total pour l'assistance est légèrement au-dessus de 2 p. 100 plutôt que de 4 p. 100. Nous n'avons jamais reçu plus de 60 millions de dollars et jamais moins de 50 millions de dollars au début de notre exploitation. Nous n'avons pas reçu les augmentations que les chiffres semblent indiquer. Comme je l'ai expliqué plus tôt, ces chiffres représentent en grande partie des fonds inutilisés, des fonds transférés à l'enveloppe de l'aide pour des projets que nous n'avons pas réalisés, pour différentes raisons.

M. Tupper: Pouvez-vous commenter au sujet des règles selon lesquelles vous devez fonctionner, et que je ne connais pas très bien? Y a-t-il des pays où vous n'allez pas et des pays qui se trouvent sur une liste de priorités bien différentes, où il est utile d'aller, et quels sont ces pays? Par exemple, envisageriez-vous la possibilité d'aller dans un pays qui aurait un lien quelconque—passé, présent ou futur—avec l'OPEP?

M. Towe: Essentiellement, nos lignes directrices sont celles de l'APD canadienne. Le gouvernement a dressé une liste de certains pays admissibles à l'aide canadienne au développement, et nous pouvons largement faire notre choix à partir de cette liste. Évidemment, nous devons nous limiter aux pays qui offrent des possibilités de mettre au point des données indiquant la présence d'hydrocarbures.

Nous sommes en outre limités par le niveau relativement peu élevé de notre budget. Permettez-moi de vous donner un exemple. Nous ne sommes pas allés en Inde bien que l'ACDI ait un projet pétrolier et gazier très important là-bas. Nous estimons que le niveau de nos activités en Inde serait tellement bas par rapport aux

[Texte]

be subsumed in an effort and our identity lost sight of. So generally speaking we are operating within the framework of government guidelines in respect of country eligibility.

• 0950

With respect to your question whether we would contemplate operating in an OPEC country, the answer is probably not. We have not operated in an OPEC country and it does not seem likely that we will be entering into any project agreements with OPEC countries.

We have financed students who have come to the ASIPID course in Alberta. I think some of those students have come from developing OPEC countries. And the new francophone institute, which will be set up this fall in Montreal, will permit the attendance of students from francophone countries, whether these countries are OPEC countries or not. By and large, we have not thought it desirable to look for projects in OPEC countries, or to be particularly receptive to requests which we have received from OPEC countries.

Mr. Tupper: Mr. Towe, could I turn to Botswana for a moment, please? Is our initiative or involvement with Botswana a co-operative one? Are there other partners?

Mr. Towe: Aside from the Botswanans who are meeting a portion of the local costs, there are no other countries operating with us. The program was developed with the Commonwealth Bureau for Technical Co-operation, I believe it is called, where we found represented at that meeting the Norwegian aid agency, ourselves, the Commonwealth Secretariat and the Botswanans. It was our hope at the commencement of the project that the Norwegian aid agency, which had indicated it had an interest in working with us, would in fact make funds available but that has not yet happened. I do not rule out the possibility that it will.

Mr. Tupper: Mr. Towe, what is the age of the sedimentary basins in Botswana that you are investigating? Is that a fair question?

Mr. Towe: It is a fair question, but I do not have the right answer. We are operating. . . I am not a geologist, which is pretty evident.

Mr. Tupper: What indications do you have that those basins in Botswana will in fact be petroliferous? You used the word "prospectivity", I guess, in your presentation.

Mr. Towe: We are working on the basis of an aeromagnetic survey that was financed by CIDA and carried out some years ago. The program there. . . with this aeromagnetic survey, there has been very little seismic work done in Botswana, I think virtually none. But the aeromagnetic survey that was funded by CIDA indicated that this was a geologically interesting area and an area

[Traduction]

contributions de l'ACDI et de la Banque mondiale, que nos efforts et notre identité se perdraient parmi les autres. Par conséquent, nous fonctionnons généralement selon les lignes directrices du gouvernement pour ce qui est de l'admissibilité des pays.

En réponse à votre question de savoir si nous envisagerions d'intervenir dans un pays membre de l'OPEP, je dirais probablement non. Nous ne sommes pas intervenus dans des pays membres de l'OPEP et il est peu probable que nous concluons des ententes avec ces pays en vue de projets.

Nous avons aidé financièrement des étudiants qui ont suivi les cours de l'ASIPID en Alberta. Il y en avait parmi eux qui venaient de pays membres de l'OPEP en voie de développement. De même, le nouvel institut francophone, qui ouvrira ses portes à Montréal cet automne, admettra des étudiants de pays francophones, qu'ils viennent de pays membres de l'OPEP ou non. De façon générale, nous n'avons pas jugé bon de rechercher des projets dans les pays membres de l'OPEP ou de nous montrer particulièrement intéressés aux demandes émanant des pays membres de l'OPEP.

Mr. Tupper: J'aimerais maintenant parler du Botswana, monsieur Towe. Votre intervention au Botswana prend-elle la forme d'un projet coopératif? Avez-vous des partenaires à cet égard?

Mr. Towe: Le Botswana assume une partie des frais occasionnés sur place, mais il n'y a personne d'autre qui participe à ce projet avec nous. Le projet a été mis au point avec le Bureau du Commonwealth pour la coopération technique, je pense que c'est bien ainsi qu'il s'appelle, lors d'une réunion à laquelle étaient représentés l'Agence d'aide norvégienne, nous-mêmes, le Secrétariat du Commonwealth et le Botswana. A l'étape initiale du projet, nous avions espéré que l'Agence d'aide norvégienne, qui avait manifesté son désir de travailler avec nous, déblocage des fonds, mais il ne s'est encore rien produit de ce côté-là. Cela n'est encore qu'une possibilité.

Mr. Tupper: Quel est l'âge des bassins sédimentaires du Botswana que vous étudiez, monsieur Towe? Puis-je vous poser cette question?

Mr. Towe: Vous pouvez me la poser, mais je ne sais pas si j'ai la bonne réponse. Notre intervention. . . Vous aurez compris que je ne suis pas géologue.

Mr. Tupper: Qu'est-ce qui vous permet de croire que ces bassins du Botswana contiendront peut-être du pétrole? Vous avez parlé de «prospectivité» un peu plus tôt dans votre exposé.

Mr. Towe: Nous partons d'une étude aéromagnétique effectuée il y a quelques années avec l'aide financière de l'ACDI. A la suite de cette étude aéromagnétique, il n'y a presque pas eu de sondages sismiques au Botswana. Malgré tout, l'étude aéromagnétique financée par l'ACDI laissait croire qu'il pouvait s'agir d'une région intéressante du point de vue géologique. Notre projet consiste à donner

[Text]

that had been omitted from much particular work. Our project there is designed really to build on that aeromagnetic survey which CIDA financed.

Mr. Tupper: I am not sure you have answered my question.

Mr. Towe: I am not sure I have either.

Mr. Tupper: Do you have anyone with you this morning who could share with us what the possibilities of finding oil in those basins in Botswana are? And if you thought there was oil there, do you not think other people would be looking?

Mr. Towe: I think that is a fair observation and clearly we are operating in a very risky area. When I talk about prospectivity, as you yourself are well aware there are all sorts of ranges of prospectivity. If the prospectivity area is particularly attractive from the standpoint of hydrocarbon reserves, obviously it will be interesting to private sector initiatives. If it is a relatively low area of prospectivity, the initial work needs to be carried out by the World Bank, or by bilateral aid agencies. But we have a staff in Calgary who analyse the data that is available, not only from the Botswanans but from oil companies that may have at one time or another indicated an interest, and who become convinced that this is an area of reasonable prospectivity, an area where Canadian aid funds could demonstrate to the private sector that additional work should be financed.

• 0955

Mr. Tupper: In the case of Botswana, were there any private-sector companies active in the oil business that recommended to you that the possibilities of finding oil there were reasonable?

Mr. Towe: No, sir, there were not.

Mr. Tupper: How much money is in your budget this year for Botswana? I think it was \$9.6 million last year.

Mr. Towe: Of that \$9.6 million, approximately \$7 million will be spent in this current fiscal year.

Mr. Tupper: That is in the 1987-88 figure?

Mr. Towe: In 1987-88. The seismic contract was awarded in December 1986. The seismic crew and equipment will have arrived, I think, now in Botswana, with the equipment and materials being routed through Namibia to Botswana. The drilling for the seismic operation should begin in June.

Mr. Tupper: And who has the contract for the seismic?

Mr. Towe: Sonics Exploration.

Mr. Tupper: Thank you, Madam Chairman.

The Chairman: Thank you. Mr. Gagnon.

Mr. Gagnon: Could you tell us who Sonics Exploration is? Who are the principals behind the company?

[Translation]

une suite à l'étude aéromagnétique de l'ACDI parce qu'il n'y a pas eu de sondages sismiques effectués.

M. Tupper: Je ne suis pas sûr que vous ayez répondu à ma question.

M. Towe: Je n'en suis pas sûr non plus.

M. Tupper: Y a-t-il quelqu'un avec vous ce matin qui pourrait nous dire quelles sont les chances de découvrir du pétrole dans ces bassins du Botswana? S'il y avait une possibilité quelconque, la région n'attirerait-elle pas d'autres intervenants?

M. Towe: La question se pose en effet. Il est clair que nous sommes lancés dans une entreprise très aléatoire. Il y a diverses mesures de prospectivité. Si la région offrait de bonnes perspectives de réserves d'hydrocarbures, il est certain que le secteur privé y serait présent. Si par ailleurs les perspectives y étaient assez limitées, les travaux préliminaires incomberaient à la Banque mondiale ou aux agences d'aide bilatérale. Le personnel de Calgary a analysé les données non pas seulement du Botswana mais également des sociétés pétrolières qui avaient manifesté un intérêt à un moment ou à un autre, et il en est venu à la conclusion que la région offrait des perspectives raisonnables, qu'elle constituait une bonne cible pour l'aide canadienne en vue de démontrer au secteur privé l'utilité d'un effort supplémentaire.

M. Tupper: Y a-t-il eu des compagnies pétrolières qui vous ont fait valoir qu'il pourrait y avoir possibilité de trouver du pétrole au Botswana?

M. Towe: Non, il n'y en a pas eu.

M. Tupper: Combien d'argent avez-vous prévu pour le Botswana dans votre budget de cette année? L'année dernière, je pense que le montant était de 9.6 millions de dollars.

M. Towe: Des 9.6 millions de dollars, environ 7 millions de dollars seront dépensés au cours de l'année financière en cours.

M. Tupper: Voulez-vous parler de 1987-1988?

M. Towe: De 1987-1988. Le contrat de sondage sismique a été accordé en décembre 1986. L'équipage et le matériel de sondage devraient maintenant être arrivés au Botswana; le matériel a transité par la Namibie. Le sondage sismique devrait commencer en juin.

M. Tupper: A qui a été accordé le contrat pour le forage sismique?

M. Towe: A Sonics Exploration.

M. Tupper: Merci, madame la présidente.

La présidente: Merci. Monsieur Gagnon.

M. Gagnon: Qui est Sonics Exploration? Quels sont les intérêts en cause?

[Texte]

Mr. Towe: No, sir, I cannot. It is a firm based in Calgary. It is a firm that has a contract to operate Petro-Canada's drill ship, the *Bernier*.

Mr. Gagnon: Am I to understand that the *Bernier* is owned by Petro-Canada?

Mr. Towe: Yes, sir.

Mr. Gagnon: It seems an awful lot of the work is being done by the *Bernier*. What is the driving force? Is it the *Bernier's* availability, or is it the need to acquire seismic?

Mr. Towe: It is in part the availability of the *Bernier*. as it is in part the availability of Canadian goods and services that drives us to any particular project. For example, if we are using the *Bernier* offshore west Africa for a seismic operation in Ghana, it makes financial sense to do additional seismic work in an adjacent country, particularly where the World Bank is active and where the World Bank, in some instances, not only requests us to do that seismic work, but actually finances the use of the *Bernier* for that purpose.

Mr. Gagnon: In all cases, would the seismic contracting be an open bidding procedure?

Mr. Towe: For offshore—

Mr. Gagnon: Offshore seismic.

Mr. Towe: No, it would not be an open bidding procedure for offshore seismic, sir, because there really are no other Canadian seismic vessels. What we do is attempt to secure from Sonics Exploration a rate which is competitive internationally, having examined what other seismic vessels would be available internationally. And I think we have been quite successful in so doing. Because of our work with the *Bernier*, using the same crew and the same equipment, it has been successful in obtaining additional work both for the World Bank and for the private sector.

Mr. Gagnon: Can you indicate to us out of the \$46-odd million that was expended last year how much was *Bernier* offshore seismic?

Mr. Towe: I will look in my papers for that figure and give it to you in a moment, sir, if I can.

Mr. Gagnon: I think it would be most helpful. You have on page 17 of your annual report the breakdown of moneys by country. It would be most interesting if you could do the same sort of detail for 1987 and also indicate what kind of activity. For instance, you have Ghana, phase 2, \$4.279 million, but it does not say what all is involved there. Surely to goodness we could break it down into a handful of categories such as seismic, drilling, technical assistance, consultants.

• 1000

Mr. Towe: Yes, that can be done. I can provide those figures to you. I could refer you to page 17 of our annual report and if you wish go through the list of countries that

[Traduction]

M. Towe: Je ne peux pas vous en dire davantage. C'est une entreprise qui a son siège à Calgary. C'est elle qui a le contrat d'exploitation du navire de forage de Petro-Canada, le *Bernier*.

M. Gagnon: Dois-je comprendre que le *Bernier* appartient à Petro-Canada?

M. Towe: Oui.

M. Gagnon: Il semble que le *Bernier* soit très occupé. Quelles sont les considérations qui entrent en ligne de compte? La disponibilité du *Bernier* ou l'importance des forages sismiques?

M. Towe: Il y a la disponibilité du *Bernier*, mais également la disponibilité des biens et des services canadiens, comme dans le cadre de n'importe quel autre projet. Si nous utilisons le *Bernier* au large de l'Afrique occidentale, dans le cadre d'un forage sismique au Ghana, il nous est évidemment avantageux du point de vue financier de poursuivre le forage dans un pays voisin, surtout lorsque la Banque mondiale non seulement se montre intéressée, mais va jusqu'à financer l'utilisation du *Bernier*.

M. Gagnon: Y a-t-il un appel d'offres pour le contrat de forage sismique dans tous les cas?

M. Towe: Pour le forage. . .

M. Gagnon: Pour le forage sismique en mer.

M. Towe: Non, il n'y a pas d'appel d'offres pour le forage sismique en mer, parce qu'il n'y a tout simplement pas d'autres navires canadiens de forage sismique. Nous essayons d'obtenir de *Sonics Exploration* un prix qui se compare au prix international, compte tenu de la disponibilité des autres navires de forage sismique un peu partout dans le monde. Nous ne nous sommes pas trop débrouillés sous ce rapport. Notre utilisation du *Bernier*, toujours avec le même équipage et le même matériel, lui a permis d'obtenir d'autres marchés tant de la Banque mondiale que de sociétés privées.

M. Gagnon: Des quelque 46 millions de dollars dépensés l'année dernière, combien sont allés au *Bernier* pour le forage sismique en mer?

M. Towe: Je dois vérifier. J'essaierai de vous donner le chiffre dans un moment.

M. Gagnon: Je pense qu'il serait utile de le savoir. A la page 17 de votre rapport annuel, vous faites la ventilation de vos dépenses par pays. Vous pourriez peut-être le faire également par secteurs d'activité en 1987. Pour le Ghana, par exemple, à la phase 2, vous indiquez 4,279,000 dollars, mais vous ne précisez pas le genre d'activité? Vous pourriez quand même donner un peu plus de détails et chiffrer ces dépenses par catégories: travaux sismiques, forage, assistance technique, services d'expert-conseil, que sais-je.

M. Towe: Oui, nous pouvons le faire. Je peux vous donner ces chiffres. Je peux vous donner les chiffres pour chacun des pays figurant à la page 17 de notre rapport

[Text]

have received aid in 1986. Part of that aid at least was in the form of offshore seismic carried out by the *Bernier*.

Mr. Gagnon: Do you have the percentage expended by the *Bernier* out of the \$46 million?

Mr. Towe: I do not have that figure in mind, but I can get it for you, sir.

The Chairman: Mr. Towe, there appears to be a great deal more information I think the committee would like to have prior to moving on any decision on the estimates. In your annual report, which, as you said, was tabled Thursday and which we received late Friday, you only compare your 1986 to 1985. Now, most petroleum companies compare the last five years. Is there any reason why you are just using one year as a yardstick for a comparison? Could we not see the expenditures over the last...? I guess 1982 is when you really started in, because you were formulated in 1981.

I think we need more information. I certainly believe Mr. Gagnon has posed some questions as well as Dr. Tupper here. Where is quality control and how much at arm's length are you? All these things make us wonder.

Mr. Towe: Quality control is carried out by the experts who reside in Calgary with our parent corporation Petro-Canada.

The Chairman: How much authority do they have over you? Do you pick and choose your projects and just report to them? Do they have the final say in the go-ahead for Petro-Canada International group?

I am back to what you mentioned to Mr. Tupper a few minutes ago. You do not go into India because CIDA is already there. Well, where do you separate where you will go and will not go? Why is CIDA in there doing oil and gas type of work and you are not there?

Mr. Towe: There are in Petro-Canada about 20 to 25 professionals who are engaged pretty well full-time in looking at projects for possible PCIAC financing and preparing submissions if financing is indicated. I submit these to a board of directors, which includes, as I indicated, the president of CIDA and the deputy minister of Energy, Mines and Resources. These project proposals are set out in some considerable detail, analysing the project from a standpoint of prospectivity, from the standpoint of the needs of the developing country, from the standpoint of the ability of the Canadian industry to carry out the project, and from the standpoint of possible longer-term economic and commercial benefits to Canada.

There often is prior interdepartmental consideration of the documents, so that the director does not come completely cold to the board meeting. The board receives

[Translation]

annuel et ayant bénéficié de notre aide en 1986. Une partie de cette aide est à imputer au relevé sismique *offshore* effectué par le *Bernier*.

M. Gagnon: Quel pourcentage de ces 46 millions de dollars sont à imputer au travaux effectués par le *Bernier*?

M. Towe: Je n'ai pas ce chiffre en tête mais je pourrais vous le donner si vous le désirez, monsieur.

La présidente: Monsieur Towe, j'ai l'impression que notre Comité aimerait avoir beaucoup plus de renseignements avant de se prononcer sur votre budget. Dans votre rapport annuel qui, comme vous l'avez dit, a été déposé jeudi et que nous n'avons reçu que vendredi en fin de journée, vous ne citez que les chiffres de l'année précédente, c'est-à-dire de l'année 1985. La majorité des compagnies pétrolières donnent des chiffres pour les cinq dernières années. Y a-t-il une raison pour laquelle votre comparaison ne porte que sur une année? Ne pourrions-nous avoir les chiffres des dépenses pour les cinq...? Je suppose que ces chiffres ne sont disponibles en réalité que depuis 1982 puisque vous êtes né en 1981.

Nous avons besoin de plus de renseignements. Certaines des questions de M. Gagnon tout comme certaines de celles de M. Tupper n'ont reçu que des réponses incomplètes. Qui a la responsabilité du contrôle de la qualité, quelle est votre marge d'indépendance? Nous nous posons toutes ces questions.

M. Towe: Ce sont les experts de notre société-mère, Pétro-Canada, à Calgary, qui contrôlent la qualité.

La présidente: Quels sont vos rapports hiérarchiques avec eux? Êtes-vous libres de choisir vous-mêmes vos projets quitta à leur fournir de simples rapports? Ou bien devez-vous obtenir au préalable leur feu vert?

Je reviens à ce que vous avez dit à M. Tupper il y a quelques instants. Vous avez dit ne pas être présent en Inde parce que l'ACDI y est déjà. En fonction de quels critères prenez-vous ce genre de décision? Pourquoi l'ACDI y fait-elle de la prospection pétrolière et gazière et non pas vous?

M. Towe: Il y a à Petro-Canada de 20 à 25 spécialistes dont la tâche principale est d'étudier les projets susceptibles d'être financés par la CPCAI. Si leurs études sont concluantes, ils rédigent des rapports en conséquence. Je les soumetts à un conseil d'administration qui comprend, comme je l'ai déjà indiqué, le président de l'ACDI et le sous-ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Ces propositions de projet sont très détaillées et comprennent une analyse de prospective, une analyse des besoins du pays en voie de développement, une analyse de la capacité de réalisation de l'industrie canadienne et une analyse du potentiel des bénéfices économiques et commerciaux à long terme pour le Canada.

Il arrive souvent que ces documents soient soumis à une étude interministérielle préalable si bien que le conseil d'administration n'est pas saisi d'un projet qui lui

[Texte]

a technical presentation and a political presentation of the project and has the opportunity to indicate whether that is the kind of project they believe should be carried out. In this connection, clearly, as we are operating with ODA funds, it is inconceivable that a project would be carried out by PCIAC that did not receive the support of the president of CIDA—and where necessary her Minister—and was not analysed from the standpoint of the expertise that exists within CIDA to judge that project in relation to other aid projects, both in the field of hydrocarbons and elsewhere.

• 1005

The Chairman: What particular role would Margaret Catley-Carlson play? She sits on your board—

Mr. Towe: Yes, she does.

The Chairman: —as the CIDA representative for the Secretary of State.

Mr. Towe: Her role, Madam Chairman, is really the same role as I would assume she plays as head of CIDA. She receives a briefing from her subordinates, both with respect to proposed CIDA projects and with respect to the projects which we propose, and asks questions, makes reservations from time to time, and refuses in some instances, for reasons which would be unrelated to the hydrocarbon area, that the project should go forward. So the kinds of judgments that exist within CIDA are made at the PCIAC board. In addition, as I have indicated, we do have that technical ability within PCIAC, as a result of our reliance on the professionals at Petro-Canada, to analyze the project from a technical standpoint.

I might add, if I may, we have also carried out in PCIAC technical evaluations of projects which CIDA might itself wish to finance, or for which a decision had not been taken as to what aid agency would finance it. We have helped CIDA. We have acted as CIDA's executing agent by carrying out a project, for example in the Barbados; we have acted as an adviser to CIDA to analyse a request for assistance, which it has received, and we have acted as a contracting agent for CIDA to carry out a project.

Mr. O'Neil: Did I understand you to say that there are 20 to 25 people in Petro-Canada who worked almost full-time putting together a plan for PCIAC?

Mr. Towe: I think, sir, it is more than putting together a plan. The plan is put together by the 25 people in Calgary and the people we have here in Ottawa, most of whom are on secondment from other government departments. The principal activity of the people in Calgary is really to—

Mr. O'Neil: Excuse me, when you say the people in Calgary, are you talking about with the parent company or with PCIAC?

Mr. Towe: I am really talking about the people within the parent company who are wholly dedicated, whose

[Traduction]

est parfaitement inconnu. Le conseil reçoit un dossier technique et un dossier politique sur le projet et c'est donc en toute connaissance de cause qu'il se prononce. Étant financé par les fonds de l'aide publique au développement, il est inconcevable qu'un projet réalisé par la CPCAI n'ait pas l'aval du président de l'ACDI—et quand c'est nécessaire, de son ministre—et qu'il n'ait pas été analysé par les spécialistes de l'ACDI afin de déterminer s'il s'inscrit dans le cadre des autres projets d'assistance, qu'il s'agisse du secteur des hydrocarbures ou d'un tout autre secteur.

La présidente: Quel rôle particulier joue Margaret Catley-Carlson? Elle est membre de votre conseil. .

M. Towe: Oui.

La présidente: . . . en tant que représentant de l'ACDI pour le secrétaire d'État.

M. Towe: Je suppose, madame la présidente, que son rôle est le même que celui qu'elle joue comme dirigeante de l'ACDI. Elle est informée par ses subordonnés, qu'il s'agisse de projets proposés par l'ACDI ou de projets proposés par nous-mêmes, elle pose des questions, elle émet des réserves de temps à autre, oppose son refus dans certains cas, pour des raisons qui peuvent ne rien avoir avec les hydrocarbures. Le point de vue de l'ACDI est exposé lors des réunions du conseil de la CPCAI. En outre, comme je l'ai déjà indiqué, grâce aux spécialistes de Pétro-Canada, la CPCAI peut soumettre ses projets à une analyse technique.

Je pourrais ajouter, avec votre permission, que nous avons nous-mêmes à la CPCAI soumis à une analyse technique certains des projets que l'ACDI était désireuse de financer ou certains projets pour lesquels le choix de l'agence d'assistance chargée du financement n'était pas encore fait. Nous aidons l'ACDI. Il nous est arrivé de jouer le rôle d'exécutant auprès de l'ACDI pour un projet, par exemple, à la Barbade; il nous est arrivé de jouer un rôle de conseiller auprès de l'ACDI en analysant une demande d'assistance ou de jouer un rôle d'exécutant pour l'ACDI.

M. O'Neil: Vous avez bien dit qu'il y a de 20 à 25 spécialistes chez Petro-Canada qui sont chargés pratiquement à plein temps de mettre sur pied un plan pour la CPCAI?

M. Towe: Je crois, monsieur, que cela va plus loin que cela. Le plan est préparé par les 25 spécialistes de Calgary et par nos spécialistes à Ottawa qui, pour la majorité, nous sont prêtés par d'autres ministères du gouvernement. La principale activité des spécialistes de Calgary, en réalité. . .

M. O'Neil: Je m'excuse mais lorsque vous parlez des spécialistes de Calgary, s'agit-il des spécialistes de votre société-mère ou de la CPCAI?

M. Towe: Il s'agit en réalité des spécialistes de la société-mère qui se consacrent entièrement aux activités

[Text]

activities relate to those of PCIAC, and whose job it is to assess projects through visits to the field, through discussions with other oil companies—national and international—which may have been working in that area, through assembling the data and making recommendations through the chief operating officer to myself, and hence to the board, as to a project that should be carried out. If the board approves the project, these people are then responsible for ensuring that through the normal Petro-Canada procedures, bids are received and analysed and the contract awarded. Subsequently, they then have the responsibility of monitoring the progress and the execution of the contract and making an assessment at the end of the project as to the efficacy of the project itself.

Mr. O'Neil: In paragraph 3 of your statement today you identify staff, "... 25 with the technical expertise necessary to plan and administer projects." Are there are another 20 or 25 in the parent company, or do you include them within this figure?

Mr. Towe: No, that was the 25 I was referring to.

Mr. O'Neil: Oh, it is just the same 25.

Mr. Towe: There are roughly 25 people who are employed by Petro-Canada in Calgary who are professionals and who have the responsibilities that I have indicated. In addition, we have eight or nine people here in Ottawa whose principal function is liaison with other government departments and governments. But the technical expertise is in Calgary, the policy and planning expertise largely in Ottawa.

• 1010

The Chairman: Just to clarify what Mr. O'Neil said, in that third paragraph it says PCIAC has a staff of 25. So are they with you, or are they with the parent company, Mr. Towe? Or are they shared?

Mr. Towe: Our arrangement is that once having been incorporated we enter into a contractual agreement with Petro-Canada under which Petro-Canada will do everything for us. Essentially one could say we have no staff of our own. Petro-Canada is us, if I may use that expression.

The 25 people in Petro-Canada are people Petro-Canada had designated as those responsible to execute the contract that has been entered into by the parent with its subsidiary. These are Petro-Canada employees whose sole function within Petro-Canada is to work for PCIAC. If PCIAC did not exist, these people would either be absorbed into other sections of Petro-Canada or seek work elsewhere.

The Chairman: Then who pays the salaries of the 25?

Mr. Towe: The salaries of the 25 in the first instance are paid by Petro-Canada, which seeks reimbursement from PCIAC.

[Translation]

de la CPCAI et qui ont pour tâche d'évaluer les projets en se rendant sur place, en discutant avec d'autres compagnies pétrolières—nationales et internationales—qui ont l'expérience de cette région, en réunissant les données et en me faisant parvenir leurs recommandations par l'intermédiaire du chef de leur service et en conséquence, au conseil d'administration. Si le conseil approuve le projet, ils ont alors la responsabilité d'étudier et d'analyser les soumissions puis d'accorder les contrats conformément aux procédures de Pétro-Canada. Ensuite, ils ont la responsabilité de veiller à la bonne exécution du contrat et de mesurer en fin de parcours l'efficacité du projet lui-même.

M. O'Neil: Au troisième paragraphe de votre déclaration, vous parlez de «... 25 personnes ayant l'expertise technique nécessaire pour planifier et administrer les projets». Y a-t-il 20 ou 25 autres spécialistes à la société-mère, ou les incluez-vous dans ce chiffre?

M. Towe: Non, il s'agit des 25 spécialistes dont je parle.

M. O'Neil: Oh, ce sont les mêmes 25 spécialistes.

M. Towe: Il y a environ 25 spécialistes employés par Petro-Canada à Calgary qui assument les responsabilités que je viens de décrire. En plus, nous avons huit ou neuf spécialistes ici à Ottawa, dont la fonction principale est de maintenir la liaison avec les autres ministères du gouvernement et avec les autres gouvernements. Mais le savoir-faire technique se trouve à Calgary, tandis que l'essentiel des compétences en matière de planification et de politique est concentré à Ottawa.

La présidente: Je voudrais préciser ce que disait M. O'Neil, au troisième paragraphe, on dit que la CPCAI emploie 25 personnes. Monsieur Towe, est-ce que ces gens-là sont vos employés, ou ceux de la société-mère, ou encore est-ce que vous les partagez?

M. Towe: Nous avons l'arrangement suivant: une fois constitué, nous passons un accord contractuel avec Petro-Canada, laquelle s'occupe de tout pour notre compte. Alors, on peut dire que nous n'avons pas de personnel propre. On pourrait dire, si vous voulez, que Petro-Canada et nous sommes de la même essence.

Ces 25 employés ont été désignés par Petro-Canada pour l'exécution du contrat passé avec sa filiale, nous en l'occurrence. Il s'agit donc d'employés de Petro-Canada mais dont la seule fonction au sein de cette société, consiste à travailler pour la CPCAI. Autrement dit, si nous n'existions pas, ces gens seraient soit absorbés par d'autres secteurs de Petro-Canada, soit priés d'aller chercher du travail ailleurs.

La présidente: Et qui les rémunère?

M. Towe: Dans un premier temps, c'est Petro-Canada qui les rémunère, puis nous leur remboursons.

[Texte]

The Chairman: Of which, for your 1987-88 budget, you are looking for \$3.3 million. It appears as general administrative expenditures. Is that right?

Mr. Towe: That is the current estimate. When you look at that figure as a projection for the current fiscal year, it means that amount of money has been set aside as a ceiling for personnel costs. As the year goes by, some of those personnel costs are charged back against the project, in the normal. . . If Mr. X spends two months of his time developing a project in Botswana, the two months of that time are a charge against the Botswana project. So the \$3.1 million would be reduced over the course of the year.

Mr. O'Neil: Have you given consideration to whether or not you would have greater flexibility by being independent of Petro-Canada? Has that ever really been discussed?

Mr. Towe: We are largely independent of Petro-Canada—in a policy sense, totally independent of Petro-Canada.

Mr. O'Neil: Well, it seems to me that if these 25 people working for both companies have a drill ship or a seismic ship floating around in the Indian Ocean and they are asked to do an analysis of where the next seismic program should occur, you may be in a bit of a conflict.

Mr. Towe: There is a possibility, I concede, of a conflict of interest. But I can assure you that our board of directors is very conscious of the possibility of a conflict of interest and scrutinizes with extreme care the charges made by Petro-Canada—first of all, the recommendations that are made by our Petro-Canada people in Calgary, and secondly, the actual costs of carrying out a project. It is incumbent on our board of directors, myself as chief executive officer, and the board of directors, to ensure that the charges made by Petro-Canada for work carried out by PCIAC are fair and reasonable. These charges and these costs are scrutinized by an independent outside auditor, as well as an inside auditor, to ensure that we are getting services from Petro-Canada on a cost-no-profit basis.

Mr. O'Neil: Have you ever given consideration to perhaps accepting proposals from other companies as to where your priorities should be?

Mr. Towe: Priorities in terms of projects?

Mr. O'Neil: Yes.

Mr. Towe: Other private-sector companies that in the final analysis are carrying out our projects have made recommendations to us as to the desirability of our carrying out a project in country A, let us say. In virtually all instances where that country is eligible for assistance, we have looked at that proposal with a view to determining how it would stack up in the list of priorities

[Traduction]

La présidente: Ces salaires représentent, pour votre budget 1987-1988, 3,3 millions de dollars. Il s'agit bien de dépenses administratives générales, n'est-ce pas?

Mr. Towe: Ce sont les prévisions actuelles. Si vous vous reportez aux chiffres de l'exercice financier en cours, vous verrez qu'il s'agit de la somme maximum réservée aux dépenses de personnel. A mesure que l'année avance, certains des coûts en personnel sont imputés au projet, selon le cours normal. . . par exemple, si monsieur X consacre deux mois de son temps à un projet au Botswana, ces deux mois sont imputés au projet en question, si bien qu'à mesure que l'année avance, les 3,1 millions de dollars font l'objet de réductions.

Mr. O'Neil: Vous êtes-vous demandé si, en devenant indépendant de Petro-Canada, vous n'accroîtrez pas votre marge de manoeuvre? Cette question a-t-elle été véritablement étudiée?

Mr. Towe: Nous sommes déjà très autonomes, par rapport à Petro-Canada; et pour ce qui est des politiques, nous en sommes totalement indépendants.

Mr. O'Neil: Tout de même, il me semble que si ces 25 employés, qui travaillent pour les deux sociétés, ont un navire de forage ou un navire de relevé sismique croisant dans l'océan Indien et qu'on leur demande de déterminer où devrait se dérouler le prochain programme d'étude sismique, il risque d'y avoir un petit conflit.

Mr. Towe: Effectivement, je dois reconnaître qu'il y a un risque de conflit d'intérêts. Mais je puis vous assurer que notre conseil d'administration a pleinement conscience du risque de conflit d'intérêts et qu'il étudie de très près ce que nous impute Petro-Canada, qu'il s'agisse des recommandations de nos agents Petro-Canada à Calgary ou des coûts réels de réalisation d'un projet. Il nous incombe à moi-même en tant que directeur général, mais aussi à l'ensemble du conseil d'administration, de veiller à ce que les facturations présentées par Petro-Canada à la CPCI soient justes et raisonnables. D'ailleurs, elles sont examinées par un commissaire aux comptes indépendant, ainsi que par un vérificateur interne, afin de garantir que les services sont fournis par Petro-Canada au prix coûtant, rien de plus.

Mr. O'Neil: Avez-vous jamais envisagé d'accepter des propositions d'autres entreprises quant à la détermination de vos priorités?

Mr. Towe: Vous voulez parler de priorités concernant les projets?

Mr. O'Neil: C'est cela.

Mr. Towe: Disons que certaines entreprises privées chargées, en bout de ligne, de l'exécution de nos projets, nous ont parfois suggéré d'exécution d'un projet donné dans tel ou tel pays. Dans presque tous les cas où ces pays ont droit à une aide, nous avons étudié la proposition en rapport avec notre liste de priorités pour la réalisation de projets. Cela dit, pour vous répondre en un mot, la

[Text]

we have for project implementation. But the short answer, which I did not give, is yes, we do consider proposals from Canadian companies.

• 1015

Mr. O'Neil: When you talk about so-called review or analysis of the recommendations that are coming to you, I just wonder about the resources at your disposal when you indicate that you rely upon Petro-Canada, who have 25 people putting together a plan or recommendations and you have 7 or 8 or 6 or whatever it is, and several of those are in public relations or government liaison. An auditor would be a numbers man.

Do you contract out for second opinions in technical expertise? My point is simply that one of the other large oil companies might give a different opinion. Is there any particular reason why you should be tied to Petro-Canada, the parent company? It seems to me that with \$60 million you could operate and contract out a lot of these services that you are now contracting to Petro-Canada as well.

Mr. Towe: I think we would require more than 25 people if we were to be set up as an independent aid agency—independent, that is, of Petro-Canada. We do contract out. We do hire consultants to help us analyse projects. We do talk with other companies and exchange data with them.

At the moment we are engaged in very important discussions with a large international oil company that has carried out some work in a country in which we are proposing a project, which has left that country but has a considerable amount of useful information about the geology of that country. We have a team working with those people, exchanging information, helping us reach a judgment as to whether this is the kind of project that should be put to the board for its consideration.

Mr. O'Neil: You say in paragraph 3 that:

... projects are normally carried out by Canadian private-sector companies selected in accordance with Petro-Canada contract procedures.

Presumably, part of that contracting procedure of Petro-Canada is a list of preferred suppliers.

Mr. Towe: That is correct. Bids are requested from firms known by Petro-Canada to be qualified to perform the work.

Mr. O'Neil: But I am sure Petro-Canada does not put everything out to bid.

Mr. Towe: I am sorry, sir?

Mr. O'Neil: Petro-Canada probably does not put all its purchasing out to bid. So to that extent, my point is simply that there may be some private sector companies

[Translation]

réponse est oui, nous examinons les propositions provenant de sociétés canadiennes.

M. O'Neil: Lorsque vous dites que vous analysez les recommandations que l'on vous soumet, j'aimerais savoir de quelles ressources vous disposez, puisque vous dites compter sur Petro-Canada, qui a 25 employés occupés à élaborer des plans ou des recommandations; et vous-mêmes vous en avez une demi-douzaine ou un peu plus, dont plusieurs doivent se consacrer aux relations publiques ou à la coordination avec les autres secteurs de la Fonction publique. Quant aux vérificateurs, ce sont plutôt des spécialistes des chiffres.

Est-ce que vous faites appel à des entreprises spécialisées extérieures pour obtenir un deuxième avis? Je veux simplement dire par-là que vous obtiendriez peut-être un point de vue différent en consultant l'une des autres grosses sociétés pétrolières. Y a-t-il une raison particulière qui vous attache à Petro-Canada, votre société-mère? Il me semble en effet qu'avec 60 millions de dollars, vous pourriez acquérir ailleurs une bonne partie des services que vous obtenez auprès de Petro-Canada.

M. Towe: Je pense que si nous voulions être un organisme d'aide tout à fait indépendant—je veux dire indépendant de Petro-Canada—il nous faudrait beaucoup plus que 25 employés. Mais nous passons des contrats avec l'extérieur, nous engageons des experts-conseils pour certaines analyses et nous sommes en rapport avec d'autres sociétés pétrolières, notamment pour les échanges de données.

En ce moment, par exemple, nous avons des pourparlers très importants avec une grosse société pétrolière étrangère qui a déjà effectué des travaux dans un pays où nous nous proposons d'intervenir, leur projet est à présent terminé, mais il leur a permis d'accumuler des informations précieuses sur la géologie de ce pays. Nous avons donc une équipe qui échange les informations avec eux, ce qui devrait nous aider à décider s'il y a lieu ou non de soumettre le projet au conseil d'administration.

M. O'Neil: Vous dites, au paragraphe 3:

... les projets sont normalement exécutés par des compagnies du secteur privé canadien, sélectionnées suivant les procédures contractuelles de Petro-Canada.

J'imagine que ces procédures contractuelles sont assorties d'une liste de fournisseurs privilégiés.

M. Towe: C'est exact. Les appels d'offres sont adressés à des sociétés dont Petro-Canada sait qu'elles sont qualifiées pour ces travaux.

M. O'Neil: Mais je suis sûr que Petro-Canada ne procède pas uniquement par appels d'offres.

M. Towe: Je vous demande pardon, monsieur?

M. O'Neil: Je ne pense pas que Petro-Canada procède uniquement par appels d'offres. Je veux dire par-là, qu'étant la relation établie de longue date entre Petro-

[Texte]

who do not have an equitable opportunity to bid to provide services because of the traditional relationship between Petro-Canada and a competitor.

Mr. Towe: Firms that are not on Petro-Canada's pre-qualification list may be pre-qualified and included in the bid list by request. But as is standard industry practice, Petro-Canada, working on behalf of PCIAC, has to retain the sole discretion as to the qualification of the firms to perform the work.

Mr. O'Neil: Finally, where are you located physically vis-à-vis Petro-Canada?

Mr. Towe: We are in Tower C on the 11th floor.

Mr. O'Neil: And where is Petro-Canada?

Mr. Towe: They have the rest of the building.

Mr. O'Neil: "Red Square".

The Chairman: "Red Square". Have you never been there?

Mr. O'Neil: I have not been in the building, no. Thank you.

The Chairman: Do you have any other questions, Mr. Gagnon?

Mr. Gagnon: It would be remiss if we did not partake of some of the background Mr. Fulford might have with Saudi Arabia, either formally or informally, in connection with the bigger pictures. It would be at your direction whether we take him aside and ask him what his thoughts are or whether we want to do it on the record.

• 1020

The Chairman: Perhaps Mr. Clay could ask a couple of questions with regard to the order today, and then we could certainly discuss with Mr. Fulford some of the problems in that area. Mr. Clay.

Mr. Dean Clay (Committee Researcher): First, gentlemen, I would like to ask you about contracting procedures. I understand all of PCIAC's contracts are let with the Canadian oil industry.

Mr. Towe: That is correct, yes.

Mr. Clay: Does this mean that only a Canadian-owned company can receive a contract, or could a subsidiary of a foreign-owned company receive a contract?

Mr. Towe: Contracts may be awarded to Canadian-owned subsidiaries, good corporate citizens of Canada, in the same way that Canadian government contracts are CIDA contracts. What we are anxious to do, however, as we have a degree of flexibility, is to ensure that when a contract is let to a Canadian subsidiary of a foreign-owned company, the work is performed in Canada by Canadians or abroad by Canadians, and that if there is follow-up work, it will be awarded to the Canadian subsidiary.

[Traduction]

Canada et tel ou tel concurrent, il se peut fort bien que certaines sociétés du secteur privé ne se voient pas accorder une chance égale de soumissionner auprès de Petro-Canada.

M. Towe: On peut, sur demande, faire porter une société sur la liste des entrepreneurs agréés de Petro-Canada. Toutefois, conformément à la pratique en vigueur dans le secteur privé, lorsque Petro-Canada oeuvre pour le compte de la CPCAI, c'est elle qui a la haute main sur l'accréditation des entreprises chargées des travaux.

M. O'Neil: Pour terminer, j'aimerais savoir où sont installés vos locaux, par rapport à Petro-Canada?

M. Towe: Nous sommes installés au 11^e étage de la Tour C.

M. O'Neil: Et Petro-Canada?

M. Towe: Ils occupent tout le reste de l'immeuble.

M. O'Neil: Il s'agit du *Red Square*.

La présidente: C'est cela, le *Red Square*. Vous n'y êtes jamais allé?

M. O'Neil: Non, jamais. Je vous remercie.

La présidente: Avez-vous d'autres questions, monsieur Gagnon?

M. Gagnon: Je crois que nous manquerions à nos devoirs si nous ne nous prévalions pas de l'expérience acquise, officiellement ou officieusement, par M. Fulford, en relation avec l'Arabie saoudite et les questions d'ordre plus général. Je m'en remets à vous pour ce qui est de décider si nous devons le consulter en privé ou, au contraire, en séance ordinaire.

La présidente: Peut-être M. Clay pourrait-il lui poser une ou deux questions concernant la convocation d'aujourd'hui, et nous passerons ensuite à une discussion des problèmes dans ce secteur en compagnie de M. Fulford. Monsieur Clay, vous avez la parole.

M. Dean Clay (attaché de recherche du Comité): Je commencerai, messieurs, par les procédures contractuelles. Je crois comprendre que tous les contrats de la CPCAI sont passés avec l'industrie pétrolière canadienne.

M. Towe: C'est exact.

M. Clay: Cela signifie-t-il que les contrats sont réservés aux sociétés appartenant à des Canadiens, ou autorise-t-on l'octroi de contrats à des filiales de sociétés étrangères?

M. Towe: Les contrats sont accordés aux filiales appartenant à des Canadiens, c'est-à-dire à des entreprises canadiennes à part entière, de la même façon que pour les contrats passés par l'ACDI au nom du gouvernement canadien. Toutefois, étant donné que nous disposons d'une certaine marge de manoeuvre, nous veillons, lorsqu'un contrat est passé avec une filiale canadienne d'une société étrangère, à ce que le travail accompli au Canada ou à l'étranger le soit, dans toute la mesure du

[Text]

We have not judged it desirable to exclude from the bidding procedure qualified companies that happen to be foreign-owned and are good corporate citizens of Canada.

Mr. Clay: In other words, an aid project would not be prevented from going ahead if there were not a Canadian-owned company that could provide the service required as part of that project.

Mr. Towe: The work would have to be able to be carried out by a company operating in Canada.

Mr. Clay: When you appeared before the House of Commons Committee on External Affairs and International Trade on January 27, you made the statement that in selecting projects you try to select those that will have the greatest impact on the Canadian industry. In PCIAC project selection, how do you rank the relative merits of benefit to the Canadian petroleum industry and benefit to the recipient developing country?

Mr. Towe: I do not think we have a precise formula. We are clearly not going to carry out a project with aid funds which does not have a relatively high priority in terms of the developing country concerned and which has not been reviewed with the World Bank and with our colleagues in CIDA. We are clearly also going to try to avoid carrying out projects where there is not a Canadian capability that can be expressed in competitive terms.

One of our major disadvantages, if I may digress for a moment, is the fact that a number of projects we would like to do are offshore projects, and there are no available Canadian drill rigs which could be obtained at prices which are reasonably competitive with those prevailing on the international market. In this area we attempt to involve another aid donors or a private-sector company to provide the non-Canadian content. We are considering a couple of projects now for offshore drilling where the drill rig would be provided or financed by the recipient through its access to private-sector funds or its access to other agency funds, and where the Canadian contribution would be the consumables—probably the supply vessels and the professional crew on the rig and on shore.

Mr. Clay: Mr. Towe, what instructions is a Crown corporation given when it is directed to prepare a corporate plan summary for the use of a parliamentary committee in scrutinizing its spending appropriation? What information are you requested to put into this document?

Mr. Towe: What we are in general required to do is to provide an accurate and reasonably comprehensive summary of the corporate plan which has been submitted through the Ministers concerned to the Treasury Board. If that job is carried out to the satisfaction of the Minister, the summary of the corporate plan is approved.

[Translation]

possible, par des Canadiens; en outre, lorsqu'un contrat a des suites, nous essayons de les réserver à une filiale canadienne.

Nous n'avons pas jugé souhaitable d'exclure de nos appels d'offres les sociétés étrangères qualifiées ayant statut d'entreprises légitimes au Canada.

M. Clay: Par conséquent, même en l'absence d'une société canadienne capable de fournir les services correspondant à un projet, ce dernier pourra être effectué.

M. Towe: A condition que le travail soit effectué par une société opérant au Canada.

M. Clay: Lorsque vous avez comparu, le 27 janvier, devant le Comité des affaires extérieures et du commerce international de la Chambre des communes, vous avez dit que vous essayiez de sélectionner les projets ayant les meilleures retombées pour l'industrie canadienne. Lorsque la CPCAI sélectionne des projets, quelle part accordez-vous, respectivement, aux avantages pour l'industrie pétrolière canadienne et pour le pays en développement bénéficiant de l'aide?

M. Towe: Je ne crois pas qu'il y ait une formule précise en la matière. Il est certain que nous ne nous lancerons pas dans le financement d'un projet qui ne présenterait pas une priorité élevée pour le pays en développement concerné et que nous n'aurions pas examiné avec la Banque mondiale et avec nos collègues de l'ACDI. Par ailleurs, nous évitons les projets pour lesquels il n'existe pas d'entreprise canadienne compétitive.

Si vous me permettez une petite digression, j'aimerais dire que l'un de nos handicaps principaux tient au fait que bon nombre de nos projets exigent d'être réalisés à l'étranger; or nous ne trouvons pas de matériel de forage canadien à des prix suffisamment compétitifs par rapport aux prix pratiqués sur le marché international. C'est pourquoi, dans ce domaine, nous faisons appel à d'autres organismes d'assistance ou même à une société privée qui fournit les éléments non canadiens. C'est pourquoi nous envisageons de réaliser quelques projets de forage en mer pour lesquels la plate-forme de forage serait fournie ou financée par le pays bénéficiaire, soit sous forme de fonds privés soit grâce au financement d'un autre organisme. Le Canada a pourtant, de son côté, des choses comme l'intendance et le personnel travaillant sur la plate-forme et à terre.

M. Clay: Monsieur Towe, quelles instructions donne-t-on à une société de la Couronne lorsqu'elle doit préparer son plan d'entreprise à l'intention d'un comité parlementaire chargé d'examiner ces crédits. Quelles informations vous demande-t-on de faire figurer dans ce document?

M. Towe: On nous demande en général de fournir un résumé précis et suffisamment complet du plan d'entreprise soumis au Conseil du Trésor par le truchement des ministres. Si le document est présenté selon les prescriptions du ministre, le résumé du plan d'entreprises est approuvé.

[Texte]

[Traduction]

• 1025

Mr. Clay: It requires ministerial approval. I presume the full corporate plan document, which is confidential, requires Cabinet approval.

Mr. Towe: The full corporate plan, which I suppose is confidential, but is not labelled as such, is forwarded in our case by the Minister of Energy, Mines and Resources to the Treasury Board, where it receives scrutiny from the secretariat and members of the Treasury Board. It is finally approved by that board. At the same time as it is sent to the Minister of Energy, Mines and Resources, it is also sent to the Secretary of State for External Affairs.

Mr. Clay: Mr. Towe, in your corporate plan summary, PCIAC proposes summary ordering of its priorities. One of the changes suggested is more explicit acknowledgement if PCIAC can provide downstream assistance where it serves both the Canadian industry and ODA priorities and objectives. Can you describe what you mean by downstream assistance, particularly in view of the fact that your past activities have been largely related to data collection and to the upstream side of petroleum activity?

Mr. Towe: This is where we have worked mainly and it is where we can expect to continue mainly. However, in our technical assistance activities, for example in Colombia, we are assisting in downstream activities as well as upstream activities. In connection with our program in Jamaica, we have helped the Jamaican national oil company in a refinery upgrading, which will result, we hope, in the saving of about 65,000 barrels of oil a year for Jamaica because of increased efficiency.

Where we have in Canada, and in Petro-Canada, a capacity to carry out an oil and gas project and where that request has been put to us, we felt we should be in a position to recommend the project be carried out by PCIAC. CIDA operates mainly in the downstream, but the president of CIDA has approved projects, with her Minister's concurrence I assume, where we are operating in the downstream. Where we have a special capacity or where there are special reasons for us to operate in the downstream, I have confidence the board of directors would approve that project.

Mr. Clay: Is this desire to work in the downstream being driven by the recipient countries, asking you to extend your operations into that area, or is it coming from your own advisers within Petro-Canada who are suggesting the projects with which PCIAC becomes involved?

Mr. Towe: I think there was some doubt whether we should operate at all in the downstream. I think that doubt has been dissipated. I think the feeling exists among board members that if we can do it, and it is a good project, and if we can do it better than some other aid agency like CIDA, we should be charged with doing that project. By and large, we are not seeking projects in the downstream area because our activities have been and will

M. Clay: Il faut donc l'approbation ministérielle. J'imagine que le plan d'entreprise dans sa version intégrale, qui est un document confidentiel, doit être approuvé par le Cabinet.

M. Towe: Dans notre cas, le plan d'entreprise, qui est sans doute un document confidentiel bien qu'il ne soit pas classé comme tel, est adressé par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources au Secrétariat du Conseil du Trésor, qui doit l'examiner et l'approuver. Je signale que lorsque le document est adressé au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, il est simultanément adressé au secrétaire d'État aux Affaires extérieures.

M. Clay: Monsieur Towe, dans votre résumé de plan d'entreprise, je vois que la CPCAI soumet un résumé de ses priorités. On propose, entre autres changements, que soient davantage reconnues les capacités de la CPCAI en matière de services de suivi destinés à servir les objectifs de l'industrie canadienne comme ceux de l'APD. Qu'entendez-vous par services de suivi, compte tenu du fait que jusqu'ici, vous vous êtes surtout consacrés à la collecte de données et aux activités du secteur pétrolier situé en amont?

M. Towe: C'est effectivement le cas, et les choses devraient se maintenir ainsi pour l'essentiel. Cela dit, lorsque nous apportons une assistance technique, par exemple en Colombie, notre assistance s'étend vers l'aval autant que vers l'amont. C'est ainsi que nous avons aidé la Société pétrolière nationale de la Jamaïque à remettre en état une raffinerie, ce qui, du fait de l'augmentation de l'efficacité, devrait permettre à ce pays d'économiser environ 65,000 barils de pétrole par an.

Lorsque nous recevons une demande d'intervention dans le domaine du pétrole et du gaz, et que Petro-Canada est en mesure de réaliser ce projet, nous pensons que nous devrions pouvoir recommander qu'il soit confié à la CPCAI. L'ACDI opère surtout en aval, mais il se trouve que son président a approuvé des projets, sans doute avec l'autorisation de son ministre, qui font que nous intervenons en aval. Je suis convaincu que le conseil d'administration serait prêt à approuver un projet d'intervention en aval lorsque nous disposons d'une expérience particulière dans ce domaine.

M. Clay: Est-ce que ce désir d'intervenir en aval vous est inspiré par les pays bénéficiaires, qui vous demandent d'étendre vos activités dans ce secteur, ou est-il né dans la tête de vos conseillers au sein de Pétro-Canada, qui vous proposent des projets auxquels pourrait participer la CPCAI?

M. Towe: Je pense qu'il y avait, au départ, des doutes sérieux sur notre aptitude à opérer en aval, mais que ces doutes ont été dissipés. Je crois que les membres du conseil d'administration considèrent que lorsque le projet est valable et que nous sommes capables de le réaliser, surtout si nous sommes mieux armés pour ce faire qu'un autre organisme d'assistance tel que l'ACDI, c'est à nous qu'il faudrait confier le projet. Cela dit, dans l'ensemble,

[Text]

continue to be concentrated in the upstream sector. It is a sector where we have the greatest slack in Canadian industry. It is the sector where the needs are greatest in the developing countries because finance is not easily available for risky upstream ventures.

Mr. Clay: Thank you, Mr. Towe.

The Chairman: Mr. Harris, do you have a question?

Mr. Lawrence Harris (Committee Researcher): Yes. Mr. Towe, you mentioned, and I believe it was acknowledged when PCIAC came before this committee with its annual report for 1985, that there is a measure of uncertainty about the future of the corporation primarily because CIDA can and does undertake similar foreign aid activities. What would happen to PCIAC if Petro-Canada is privatized, which could possibly come about even before the end of the 1987-88 fiscal year?

• 1030

Mr. Towe: If Petro-Canada were privatized, a decision would need to be taken as to whether the subsidiary's activities should continue to be carried out by a specialized agency or whether these activities should be transferred to CIDA. There is no inherent reason why privatization of Petro-Canada would disturb the rationale for the existence of an entity which would carry out the activities of its subsidiary. And it would have access to the in-house capacity of a fully integrated, large Canadian company which was prepared to carry out the work for Petro-Canada on a no-profit basis.

Mr. Harris: Has there been any discussion within PCIAC of how some sort of transition might come about should Petro-Canada be privatized in the near future?

Mr. Towe: No. We in PCIAC are not privy to the discussions that seem to be going on about possible privatization of some of our Crown corporations. We are carrying on. It has not to any appreciable extent affected our work. It may however have affected some ministerial attitudes as to the extent to which additional financial resources should be allocated to PCIAC. I consider it personally rather irrelevant. If we were to go out of existence, the projects we are undertaking would presumably be carried on by someone having the expertise people in Petro-Canada have, whether that was a privatized Canadian company or not. The commitments are commitments the government could transfer to another aid agency or to the major aid agency, CIDA.

The Chairman: Mr. Towe, I want to thank you very much. There is more information the committee would require in regard to reviewing the appropriation of the \$60.5 million, but at this point I would like to terminate this meeting.

[Translation]

nous ne courons pas après les projets en aval, parce que nos activités ont été jusqu'ici concentrées sur le secteur amont et elles le demeureront. Or, c'est le secteur de l'économie canadienne où l'on constate la plus forte récession. Quant aux pays en développement, c'est dans ce secteur que les besoins sont le plus aigus, car l'argent n'est pas facile à trouver pour des entreprises en amont qui présentent des risques.

M. Clay: Je vous remercie, monsieur Towe.

La présidente: Monsieur Harris, souhaitez-vous poser une question?

M. Lawrence Harris (attaché de recherche du Comité): Oui. Monsieur Towe, vous avez dit—confirmant ainsi un fait qui avait été reconnu par la CPCAI lors de sa comparution devant notre Comité pour l'examen de son rapport annuel de 1985—que l'avenir de votre société est relativement incertain, notamment en raison de l'ACDI, qui se consacre à des activités analogues d'assistance aux pays étrangers. Quel sort sera réservé à la CPCAI si Petro-Canada est privatisé, ce qui pourrait survenir avant même l'expiration de l'exercice financier 1987-1988?

M. Towe: Si l'on devait privatiser Pétro-Canada, il faudrait alors décider si la poursuite des activités de sa filiale doit être confiée à un organisme spécialisé ou s'il y a lieu de les transférer à l'ACDI. Il n'y a pas a priori de raison que la privatisation de Petro-Canada mette en cause l'existence d'un organisme exerçant ses activités en tant que filiale. Sans compter l'accès à la capacité, pleinement intégrée, d'une grande compagnie canadienne disposée à travailler pour Petro-Canada au prix coûtant.

M. Harris: A-t-on abordé, au sein de la CPCAI, la possibilité d'une transition pour le cas où Petro-Canada serait bientôt privatisée?

M. Towe: Non. Je dois dire qu'à la CPCAI, nous ne sommes pas au fait des discussions qui semblent se dérouler à propos de l'éventuelle privatisation de certaines de nos sociétés de la Couronne. Nous continuons notre travail qui, jusqu'à présent, n'en a pas été véritablement affecté. Peut-être cela a-t-il influé sur certains ministres quant à l'allocation de ressources financières supplémentaires à la CPCAI. Pour moi, cela ne devrait pas avoir d'incidence véritable. Si nous devions disparaître, on peut penser que les projets que nous avons entrepris seraient poursuivis par des gens disposant d'une compétence analogue à celle de Petro-Canada et qui pourraient être, mais pas nécessairement, une société canadienne privée. Le gouvernement pourrait transférer les engagements à un autre organisme d'assistance, ou au principal de ces organismes, à savoir l'ACDI.

La présidente: Monsieur Towe, je tiens à vous remercier. Notre Comité aura besoin d'un supplément d'information pour l'examen du crédit de 60,5 millions de dollars, mais pour l'instant, je voudrais clore la séance.

[Texte]

Mr. Gagnon, you wanted to enter into another type of conversation with Mr. Fulford.

Mr. Gagnon: Certainly when we have a former ambassador to Saudi Arabia I would like to know the feelings he may have regarding whether they will have the political will to maintain a stable price for oil. They have certainly taken us on a roller-coaster, first off being the swing producer, and after being the swing producer they opened the floodgates and dropped the price. And now we have Sheik Yamani stepping aside and being replaced. We would appreciate it if you would give us your feelings of what we might see from that major oil producer.

Mr. Dwight Fulford (Vice-President, Policy and Planning, Petro-Canada International Assistance Corp.): Obviously I am here as a member of PCIAC. I have been out of Saudi Arabia for almost two years, so I do not bring very much current information. But the facts are very clear. They have the largest proven reserves of conventional oil, putting aside heavy oil, which Venezuela could equal them in, or of course tar sand oil in Alberta. They have the cheapest source of oil. They could flood the market, but they do not want to flood the market.

When I arrived there they were producing more oil than they wanted to. There was some internal criticism. They told me they could live quite happily if they got down to five million barrels a day. But I remember asking what if it is four million, three million, or two million? What if you have to start buying oil on the international market to maintain the price? Then what do you do?

What happened, of course, as swing producer, the production went down so far they were unable to meet what they considered to be their minimal requirements. The cheating level of their OPEC partners had gotten out of control. I think some cheating was an accepted part of the OPEC behaviour or conduct, but there were accepted limits to how far that should go and it had gone too far.

I do not know, because they did not publish it at that point, but I think they got down as low as two million. At that point they were maintaining the price of oil for the benefit of their OPEC brethren and for the benefit, of course, of non-OPEC members. They were not producing the amount of oil they considered appropriate and they were not getting the revenues they wanted. So at that point Yamani convinced the royal family to switch policy. As you say, it opened the floodgates.

[Traduction]

Monsieur Gagnon, vous souhaitiez aborder un autre sujet avec M. Fulford.

M. Gagnon: Etant donné que nous avons la chance d'avoir parmi nous un ancien ambassadeur du Canada en Arabie Saoudite, j'aimerais lui demander si, selon lui, le gouvernement de ce pays aura la volonté politique nécessaire pour assurer la stabilité du prix du pétrole. Il faut dire qu'ils nous ont fait subir une sacrée douche écossaise: dans un premier temps, ils ont eu une production en dents de scie, puis tout à coup, ils ont ouvert les vannes et ont fait chuter le prix du pétrole. Et voilà qu'à présent, on remplace le sheik Yamani. Nous vous serions reconnaissants de nous donner vos impressions sur ce très important producteur de pétrole.

M. Dwight Fulford (vice-président, Politiques et planification, Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale): Je rappelle que je suis ici en tant que représentant de la CPCAI. Voilà près de deux ans que j'ai quitté l'Arabie Saoudite, alors je n'ai rien de très actuel à vous proposer. Cela dit, les faits sont extrêmement clairs. Si l'on fait abstraction de l'huile lourde, pour laquelle le Venezuela a peut-être des réserves tout aussi importantes, et bien sûr les sables bitumineux de l'Alberta, c'est l'Arabie Saoudite qui possède les réserves prouvées les plus importantes de pétrole, et celles dont le prix de revient est le plus faible. Ils pourraient, s'ils le voulaient, inonder le marché, mais ils ne le veulent pas.

Lorsque j'ai pris mon poste là-bas, ils produisaient davantage qu'ils ne souhaitaient produire et cela provoquait certaines critiques à l'intérieur du pays. Ils m'ont dit qu'ils pouvaient très bien vivre en se contentant d'une production de 5 millions de barils par jour. Mais je me souviens de leur avoir demandé: comment vous en sortiriez-vous avec 4 millions, ou 3 millions ou même 2 millions de barils par jour? Que se passera-t-il si vous êtes obligés d'acheter du pétrole sur le marché international pour maintenir le prix. Que ferez-vous alors?

Évidemment, pendant la période où ils produisaient par à-coups, il est arrivé à la production de chuter si bas qu'ils ne parvenaient pas à satisfaire ce qu'ils considéraient comme leurs besoins essentiels. Ils ne parvenaient plus à parer les coups fourrés que leur jouaient leurs partenaires au sein de l'OPEP. Je pense que les coups fourrés sont quelque chose d'inévitable au sein de l'OPEP, mais il y a des limites et cette fois elles ont été dépassées.

J'ignore le chiffre exact, car on ne l'a pas publié, mais je crois que l'on est descendu jusqu'à deux millions. À l'époque ils ont maintenu le prix du pétrole au profit non seulement de leurs confrères de l'OPEP mais aussi, bien entendu, des pays qui n'en font pas partie. Ils ne produisaient pas de pétrole à un niveau jugé convenable et ils n'obtenaient pas les recettes qu'ils escomptaient. C'est à ce moment-là que Yamani a persuadé la famille royale de modifier sa politique. Comme vous le dites, on a ainsi ouvert les écluses.

[Text]

Now, if you look back in history, the price had gone higher than I think the Saudis wanted under political pressure from other OPEC producers. They realized that the price was too high in terms of a long-term equilibrium price for oil. It was going too bring in too much conservation and bring in too much non-OPEC oil. Once oil is brought on, of course, normally you continue to produce it, even though you could not have justified the initial investment at the basis of a later lower price. So they realized the price had gone too far.

Now, I think Yamani's view was just to get the market share they wanted, come what may and at whatever price, and impose discipline that the OPEC members would then be willing to play ball. I think he assumed that Norway and the British would also co-operate, that the main non-OPEC players would come along.

Well, the political result of that drop in the revenue and the drop in the revenue for the Saudis obviously produced changes within the Saudi family. While I was out in Saudi Arabia, the rumour—and I just have what appeared in the international press—was that the king appeared to want higher production and higher prices, and it was not immediately apparent this was possible. The Saudis, by playing a more cautious role. . . The lesson that was learned by other OPEC producers has obviously produced some stabilization in the market.

The Saudis are not wild players in oil. They would prefer to have a stable world environment, one that would provide planning and would keep oil as a major energy component. They have a lot of oil. They are not a short-term producer like some of the OPEC countries, which are running down their reserves very quickly. So they have to look at the longer picture, the longer current of oil. They do not want to price oil out of the world energy market, nor do they want it so cheap that they are not getting a proper revenue from their resource, nor do they have to maximize production now. At one point they were earning more money than they could spend, and it was indeed an embarrassment. It is part of the effect of the debt crisis in the Third World—I mean the recycling of the petro-dollars that then became available.

Now, with the development of their internal infrastructure and the development of an entrepreneurial class in Saudi Arabia, they are able to utilize a fair current of revenue and still maintain a reasonably generous aid policy. But that is their dilemma: by their nature, they are the swing producer in an OPEC setting, but as the swing gets too far then they have to call a halt to the game, in a sense. Now whether they will do that again, I do not

[Translation]

Si l'on revient en arrière, on voit que les prix, à la suite des pressions politiques exercées par les autres producteurs de l'OPEP, ont augmenté beaucoup plus que ne le voulaient les Saoudites. Ils se sont rendu compte que les prix étaient trop élevés, si l'on voulait établir un équilibre à long terme pour le pétrole. De tels prix feraient naître trop de mesures de conservation et feraient admettre trop de pétrole provenant des pays hors de l'OPEP. D'ordinaire, une fois que le pétrole est produit on continue évidemment à le produire, même si l'on ne peut justifier l'investissement initial par rapport à la baisse des prix ultérieurs. Par conséquent, ils se sont aperçus que les prix étaient excessifs.

Ce que voulait Yamani, à mon avis, c'était d'obtenir la part du marché qu'il voulait, advenne que pourra et à n'importe quel prix, pour imposer une certaine discipline aux membres de l'OPEP et les contraindre à suivre les règles du jeu. Il a dû supposer que la Norvège et le Royaume-Uni suivraient son exemple, que les principaux pays non membres de l'OPEP joueraient le jeu.

Les répercussions politiques de cette baisse des recettes, en particulier pour les Saoudites, a manifestement provoqué des changements au sein de cette famille. Lorsque j'étais en Arabie Saoudite, la rumeur a circulé—mais je signale seulement ce qui a paru dans la presse internationale—que le roi voulait accroître la production et les prix, mais cela ne semblait pas possible dans l'immédiat. Les Saoudites, faisant preuve d'une certaine prudence. . . La leçon que les autres producteurs de l'OPEP en ont tirée s'est traduite, de toute évidence, par une certaine stabilisation du marché.

En matière de pétrole, les Saoudis ne font pas fi des règles du jeu. Ils préfèrent un environnement stable à l'échelle mondiale, dans lequel on peut préparer l'avenir et maintenir la dominance du pétrole dans le secteur énergétique. Les Saoudites ont beaucoup de pétrole. Ce ne sont pas des producteurs à court terme, comme certains pays de l'OPEP, qui sont en voie d'épuiser fort rapidement leurs réserves. Les Saoudites voient plus loin que le bout de leur nez, ils envisagent les tendances à long terme du pétrole. Ils ne veulent pas que le pétrole soit hors de prix sur le marché énergétique mondial; ils ne veulent pas non plus que le prix soit si bas qu'ils ne puissent en retirer un revenu acceptable, et ils ne sont pas obligés de produire au maximum dès maintenant. A un moment donné, leurs recettes dépassaient ce qu'ils pouvaient dépenser, ce qui les a plongés dans l'embarras. Cela s'intègre à l'incidence de la crise du crédit du Tiers monde—je veux parler du recyclage des pétro-dollars qui sont alors revenus en circulation.

De nos jours, grâce au développement de son infrastructure interne et à l'épanouissement d'une classe d'entrepreneurs, l'Arabie Saoudite a pu utiliser une bonne partie de ses recettes tout en conservant une politique d'aide plutôt généreuse. Elle fait face toutefois à un dilemme: l'Arabie Saoudite est le producteur le plus influent de l'OPEP, mais lorsque son influence devient excessive, elle doit appliquer les freins, en un sens. Va-t-

[Texte]

know. It appears that the OPEC members have all realized that by cutting production and not putting the price too high they will all benefit. But then the temptation to cheat for the smaller producers becomes very great, which then drives the Saudi production down if they are going to maintain the role of swing producer. At a certain point there is a risk that they could be forced to do the same thing again, but it is not the way they work; it is not what they want to do.

The Chairman: Do you foresee that Saudi Arabia is losing the leadership within OPEC and perhaps you see Iran and some of those other countries moving up to call the shots?

Mr. Fulford: Well, in terms of reserves, the Saudis have the reserves, if this were the only element in the gulf that counted; but there are obviously other things happening in the gulf. The Saudi population is relatively low. They have two oil-producing neighbours now who are at war. When they are at war they are obviously occupied. If the war ends they will both have battle-hardened armies that would be very difficult for any neighbour to face.

The Chairman: We have been doing a study in regard to crude oil reserves and taking a look at the world-wide situation in Canada. It is certainly a hard one to call, what is going to happen over there, is it not? I think Sunday created a few problems over there.

Mr. Fulford: Well, there are so many variables. To call it correctly, you make the best guess you can and then have to keep redoing it.

The Chairman: Yes.

• 1040

Mr. Fulford: I remember years back somebody from a smaller private oil company saying that it was so difficult. . . This was obviously not an official discussion, but he said that what they do is see what Exxon does and what Shell does and they put their prediction in the middle, because it may be wrong but they will not be blamed by their management.

The Chairman: I like that. On behalf of the committee, Mr. Towe, Mr. Fulford and Mr. Wiseman, thank you very much for coming. I certainly will have the clerk get in touch with you in regard to any further information we would like to have.

Our next meeting is Thursday morning. This is the mining meeting, Mr. Gagnon, in Room 200 West Block at 9 a.m.

Mr. Towe: Thank you very much.

The Chairman: The meeting is adjourned.

[Traduction]

elle de nouveau agir ainsi, je l'ignore. Il semble que tous les membres de l'OPEP se soient rendu compte qu'il est dans leur intérêt de diminuer la production sans fixer des prix trop élevés. A ce moment-là les petits producteurs sont bien tentés de tricher, ce qui oblige l'Arabie Saoudite à réduire sa production, si elle veut conserver son influence. A un certain niveau, le risque existe que l'Arabie Saoudite soit obligée de le faire à nouveau, mais ce n'est pas sa façon d'agir, ce n'est pas ce qu'elle veut.

La présidente: Croyez-vous que l'Arabie Saoudite puisse perdre sa position prédominante au sein de l'OPEP et se faire supplanter par l'Iran et quelques autres pays?

M. Fulford: Eh bien, sur le plan des réserves, les Saoudites en ont en abondance, si c'était là la seule chose qui compte dans le golfe, mais, de toute évidence, bien d'autres choses se passent dans cette région. La population saoudite est relativement faible. Deux de leurs voisins, eux aussi producteurs de pétrole, se font la guerre. Évidemment, cela les tient fort occupés. Si les hostilités cessent, ces deux pays auront alors des troupes aguerries qui pourront rendre la vie difficile à leurs voisins.

La présidente: Le Canada a fait une étude concernant les réserves de pétrole brut, compte tenu de la conjoncture mondiale. Il est très difficile de prévoir ce qui va se passer dans ces pays, n'est-ce pas? Je crois que l'incident de dimanche dernier va susciter d'autres problèmes.

M. Fulford: Eh bien, il y a tellement de variables. Si l'on recherche la précision, on doit estimer la situation au mieux de ses connaissances puis la modifier constamment selon les circonstances.

La présidente: Oui.

M. Fulford: Je me souviens d'un type qui travaillait pour une petite société pétrolière, il y a plusieurs années, qui me disait qu'il est si difficile. . . Évidemment, il ne s'agissait pas d'une remarque officielle, mais il m'a dit qu'après avoir vu ce que faisaient Exxon et Shell, il situait ses prévisions entre les deux, de sorte que la direction ne pouvait jeter le blâme sur personne, même si ses prévisions se révélaient erronées.

La présidente: J'aime bien cela. Au nom du Comité, je vous remercie d'être venus, MM. Towe, Fulford et Wiseman. Je vais certes demander au greffier de communiquer avec vous, le cas échéant, si nous avons d'autres renseignements à vous demander.

Notre prochaine séance aura lieu jeudi matin. C'est au sujet des mines, monsieur Gagnon, à 9 heures dans la pièce 200 de l'Édifice de l'Ouest.

M. Towe: Merci bien.

La présidente: La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From Petro-Canada International Assistance Corporation:

Peter Towe, Chairman;
William Wiseman, Financial Adviser;
Dwight Fulford, Vice-President, Policy and Planning.

TÉMOINS

De la Corporation Pétro-Canada pour l'assistance internationale:

Peter Towe, président du conseil d'administration;
William Wiseman, conseiller financier;
Dwight Fulford, vice-président, Politiques et planification.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 23

Thursday, May 21, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 23

Le jeudi 21 mai 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Pursuant to Standing Order 96(2), matters relating to the Department of Energy, Mines and Resources, specifically Canada's mining industry

CONCERNANT:

Conformément à l'article 96(2) du Règlement, questions relatives au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, spécialement l'industrie minière du Canada

APPEARING:

Honourable Gerald Merrithew,
Minister of State
(Forestry and Mines)

COMPARAÎT:

L'honorable Gerald Merrithew,
Ministre d'État (Forêts et
Mines)

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage

ORDERS OF REFERENCE

Pursuant to Provisional Standing Order 67(4) the following documents were deemed referred to the Committee:

On Thursday, May 14, 1987

Summaries of Petro-Canada International Assistance Corporation's Corporate Plan for 1987-92, together with the Operating Budget for 1987-88, pursuant to subsection 132(4) of the Financial Administration Act, Chapter 31, Statutes of Canada, 1984. (English and French)—Sessional Paper No. 332-1/809.

On Friday, May 15, 1987

Report of Petro-Canada International Assistance Corporation, together with the Auditors' Report for the year 1986, pursuant to subsection 152(1) of the Financial Administration Act, Chapter 31, Statutes of Canada, 1984. (English and French)—Sessional Paper No. 332-1/71.

Summaries of Atomic Energy of Canada Limited's Corporate Plan and Budgets for 1987/88-1991/92, pursuant to subsection 132(4) of the Financial Administration Act, Chapter 31, Statutes of Canada, 1984. (English and French). Sessional Paper No. 332-1/824.

ORDRES DE RENVOI

Conformément aux dispositions de l'article 67(4) du Règlement, les documents suivants sont réputés renvoyés au Comité:

Le jeudi 14 mai 1987

Résumés du plan d'entreprise de la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale 1987-1992 et du budget d'exploitation 1987-1988, conformément à l'article 132(4) de la Loi sur l'administration financière, chapitre 31, Statuts du Canada, 1984. (Textes français et anglais)—Document parlementaire n° 332-1/809.

Le vendredi 15 mai 1987

Rapport de la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale, ainsi que le rapport des vérificateurs y afférent, pour l'année 1986, conformément à l'article 152(1) de la Loi sur l'administration financière, chapitre 31, Statuts du Canada, 1984. (Textes français et anglais)—Document parlementaire n° 332-1/71.

Sommaire du plan d'entreprise de l'Énergie Atomique du Canada, Limitée, ainsi que des budgets pour 1987-1988/1991-1992 conformément à l'article 132(4) de la Loi sur l'administration financière, chapitre 31, Statuts du Canada, 1984. (Textes français et anglais)—Document parlementaire n° 332-1/824.

MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, MAY 21, 1987

(34)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:09 o'clock a.m., in Room 200 West Block, this day, the Vice-Chairman, Aurèle Gervais, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Bob Porter, Barbara Sparrow and Ian Waddell.

Acting Member present: Maurice Foster for Russell MacLellan.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Researcher.

Appearing: Honourable Gerald Merrithew, Minister of State (Forestry and Mines).

Witnesses: Individuals: Pierre Perron, Associate Deputy Minister, Department of Energy, Mines and Resources; Dr. Walter Curlook, President, Mining Association of Canada; Roland Bergman, Chairman, Mineral Processing Sub-committee, Minister's National Advisory Council on CANMET; Dr. Robert Ginn, Vice-President, Prospectors and Developers Association of Canada; Jim Edwards, M.P.; Dennis Love, President, Alberta Chamber of Resources; Victor Power, Mayor of Timmins, Ontario; David Nutter, General Manager, Northwest Territories Chamber of Mines; Chris Findley, Director, Mineral Resources Division, Geological Survey of Canada; John MacDougall, M.P.; Giacomo Capobianco, Chairman, Coal Association of Canada; Richard Potter, Assistant Deputy Minister, Department of Mines and Minerals, Government of Nova Scotia; Ralph Cheesman, Manager-Consultant, Saskatchewan Mining Association Inc.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee commenced consideration of Canada's mining industry. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Tuesday, March 17, 1987, Issue No. 13.*)

The Minister and the witnesses made statements and answered questions.

At 11:23 o'clock a.m. the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE JEUDI 21 MAI 1987

(34)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 9 h 09, dans la pièce 200 de l'Édifice de l'Ouest, sous la présidence d'Aurèle Gervais, (vice-président).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Bob Porter, Barbara Sparrow et Ian Waddell.

Membre suppléant présent: Maurice Foster remplace Russell MacLellan.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller technique, Lawrence Harris, chargé de recherche.

Comparait: L'honorable Gerald Merrithew, ministre d'État (Forêts et Mines).

Témoins: À titre individuel: Pierre Perron, sous-ministre associé, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources; M. Walter Curlook, président, *L'Association minière du Canada*. Roland Bergman, président, Sous-comité du traitement des minéraux, Conseil consultatif national du ministre (CCCTME). Robert Ginn, vice-président, *Prospectors and Developers Association of Canada*. Jim Edwards, député. Dennis Love, président, *Alberta Chamber of Resources*. Victor Power, maire de Timmins (Ontario). David Nutter, directeur général, *Northwest Territories Chamber of Mines*. Chris Findley, directeur, Division des ressources minérales, *Geological Survey of Canada*. John MacDougall, député. Giacomo Capobianco, président, *L'Association charbonnière du Canada*. Richard Potter, sous-ministre adjoint, ministère des Mines et des minéraux, gouvernement de la Nouvelle-Écosse. Ralph Cheesman, directeur et conseiller technique, *Saskatchewan Mining Association Inc.*

Conformément au mandat que lui confie l'article 96(2) du Règlement, le Comité entreprend d'examiner l'industrie minière du Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du mardi 17 mars 1987, fascicule n° 13.*)

Le Ministre et les témoins font des déclarations et répondent aux questions.

À 11 h 23, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation du président.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

*(Recorded by Electronic Apparatus)**[Texte]*

Thursday, May 21, 1987

• 0908

The Vice-Chairman: Order. This is a special meeting of the Energy, Mines and Resources Committee.

I would first of all like to bid you a very warm welcome to our meeting and thank you very, very much for taking time out from what I know are your busy schedules to be with us today.

• 0910

I would like at this time to introduce the members of our committee, who are Ian Waddell, member for Vancouver—Kingsway; Dr. Maurice Foster, member for Algoma. Dr. Foster is filling in for Russell MacLellan this morning. Paul Gagnon is the member for Calgary North. At this time it gives me a great deal of pleasure to introduce to you the chairman of our committee, Barbara Sparrow. Barbara is from Calgary South.

Barbara would like to welcome you, I am sure, and say a few words to the gathering.

Mrs. Sparrow: Thank you very much, Aurèle.

I, too, would like to extend a warm welcome and say a few words.

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources is charged with a broad area of responsibility. We cover not only the field of energy, which has attracted a modest degree of attention in the recent years, but also the Canadian mining sector, which has faced its own set of hardships in the 1980s.

Although energy issues have unavoidably absorbed a major part of the committee's time, we have nonetheless directed a great deal of attention to Canada's mineral industry.

This special meeting is an out-growth of our early assessment of the 14 mining-related recommendations contained in the Ministerial Task Force on Program Review. There are copies of this at the back of the room.

The committee released its report on this subject on December 16, 1986. As those of you who have read our recommendations are aware, the committee agreed with some of the task force proposals and we disagreed with others. Copies of that document are available at the back of the room, if you wish to pick one up later on.

I am not going to go into detail with regard to the committee recommendations, but I would like to offer some general observations.

The committee did agree with the study team in its concern of overlapping and duplication activities at the federal level. We also agreed that there was a clear need for a statement on a federal mineral policy. We were less

TÉMOIGNAGES

*(Enregistrement électronique)**[Traduction]*

Le jeudi 21 mai 1987

Le vice-président: Cette séance spéciale du Comité de l'énergie, des mines et des ressources est ouverte.

Permettez-moi tout d'abord de vous souhaiter la bienvenue à cette séance et de vous remercier infiniment d'avoir bien voulu nous consacrer quelques heures bien que votre emploi du temps soit très chargé.

Je voudrais vous présenter les membres de notre Comité: M. Ian Waddell, député de Vancouver—Kingsway; M. Maurice Foster, député d'Algoma, qui remplace M. Russell MacLellan ce matin; M. Paul Gagnon, député de Calgary Nord; et je vous présente avec grand plaisir la présidente de notre Comité, M^{me} Barbara Sparrow, député de Calgary Sud.

Barbara vous souhaite la bienvenue, j'en suis sûr, et voudrait vous dire quelques mots.

Mme Sparrow: Merci infiniment, Aurèle.

Je voudrais également vous souhaiter la bienvenue et vous dire quelques mots.

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources a un mandat varié. Nous nous intéressons non seulement à l'énergie, qui a fait l'objet d'une attention soutenue au cours des dernières années, mais aussi au secteur minier du Canada, qui a connu ses propres difficultés dans les années 1980.

Même si le Comité s'est surtout consacré et ce, inévitablement, à l'examen des questions énergétiques, il n'en demeure pas moins que nous nous sommes intéressés de près à l'industrie minière du Canada.

Cette séance spéciale prolonge l'analyse que nous avons faite des 14 recommandations, relatives au secteur minier, du rapport du groupe de travail ministériel sur l'examen des programmes. Vous en trouverez des exemplaires au fond de la salle.

Le Comité a rendu public son rapport à ce sujet le 16 décembre 1986. Comme ceux d'entre vous qui ont lu nos recommandations le savent, le Comité a souscrit à certaines recommandations et en a rejeté d'autres. Si vous le désirez, vous pouvez vous procurer des exemplaires de ce document au fond de la salle également.

Je ne vais pas m'attarder sur les recommandations du Comité, mais j'aimerais faire quelques observations d'ordre général.

Le Comité a estimé, tout comme le groupe de travail, qu'il y avait regroupement et cumule d'activités à l'échelon fédéral. Nous nous sommes également prononcés pour la définition d'une stratégie minière

[Text]

inclined to agree when it came to drawing specific conclusions about future operations and organizations of such agencies as CANMET and the Geological Survey of Canada.

While we invite your observations on the task force recommendations, and this committee's response to them, we also know that you people have many issues to raise in various areas.

I also would like to bring to your attention that this committee has received strong representation on the subject of tax reform, how it applies to the mining industry, and on the need to retain flow-through shares. Evidence has been submitted to us to show that equity funding, raised with flow-through shares, has been an important contributor to the recovery of the mining industry since 1983.

I can say that I personally, along with some of my colleagues, have visited the Minister of Finance to certainly support flow-through shares for the extracting resource industry. Both the petroleum and the mining industries are capital intensive and high-risk industries and, therefore, I feel very strongly that they have to be treated differently.

This meeting is a new venture for the committee. It is a departure from the normal process of public hearings. We believe this committee will be better prepared to deal with the issues of concern to Canada's mining industry if we directly solicit the views of the people who work in that industry. We are open to your comments, to your questions and suggestions, today and also always in the future.

Our discussion today will be launched by four witnesses who are prepared to address Canadian mining matters on broad bases. We expect the Minister, the Hon. Gerald Merrithew, to join us at about 10 a.m. He will add to this meeting his observations and will be available for some questioning later on.

Yesterday, Minister Merrithew released in the House a new statement of federal mineral and metal policy, which he subsequently described at the Mineral Outlook Conference. This policy document is the product of a wide range of consultation, including the views of the industry, of the provinces, and of the Natural Resources Study Group on the task force. Also, he took into consideration the recommendations of this standing committee.

• 0915

I know some of you would perhaps like to question the Minister later on. Please feel free to do so.

Canada's extractive industries have entered a tentative and less predictable phase in their evolution—a reflection of what is happening in resource industries around the world. The mineral industry has been forced into a

[Translation]

fédérale. Nous n'étions plus tout à fait d'accord lorsque nous avons dû tirer certaines conclusions sur les activités futures d'organismes tels que CANMET et la Commission géologique du Canada.

Si nous vous invitons à nous faire part de vos observations sur les recommandations du groupe de travail et sur la réponse que ce Comité y a donnée, nous savons cependant que vous voulez aborder de nombreuses questions.

Je voudrais également vous dire que ce Comité a reçu des doléances catégoriques sur la réforme fiscale, telle qu'elle s'applique à l'industrie minière, et sur la nécessité de conserver les actions accréditives. D'après les témoignages que nous avons reçus, l'apport de capitaux par actions accréditives a contribué de façon sensible à la reprise de l'industrie minière du Canada depuis 1983.

Je puis vous dire que nous nous sommes entretenus, certains collègues et moi-même, avec le ministre des Finances et nous lui avons fait part de notre position sur les actions accréditives pour les industries extractives. Tant le secteur pétrolier que le secteur minier sont des industries à forte intensité de capital et à risque élevé et, par conséquent, je crois fermement que ces secteurs doivent être traités différemment.

Cette séance est une nouvelle aventure pour le Comité car nous nous écartons du système d'audiences publiques normal. Nous pensons que ce Comité sera mieux à même de s'attaquer aux problèmes de l'industrie minière au Canada si nous demandons directement à ceux qui y travaillent de nous faire part de leurs observations. Nous écouterons vos commentaires, vos questions et suggestions aujourd'hui et à l'avenir.

Le débat aujourd'hui sera ouvert par quatre témoins qui nous parleront de l'industrie minière au Canada en général. Le ministre, honorable Gerald Merrithew, devrait se joindre à nous vers 10 heures. Il nous fera alors part de ses observations et répondra ensuite aux questions.

Hier, M. Merrithew a rendu publique à la Chambre la nouvelle politique du gouvernement du Canada sur les minéraux et métaux, qu'il a approfondie par la suite à la Conférence des perspectives minières. Ce document est l'aboutissement d'une longue série de consultations, et il reflète la position de l'industrie, des provinces et du groupe d'étude sur les ressources naturelles. On a tenu compte également des recommandations de ce comité permanent.

Je sais que certains d'entre vous auront des questions à poser au ministre tout à l'heure, je vous en prie, n'hésitez pas à le faire.

Les industries extractives du Canada viennent d'entrer dans une phase moins prévisible de leur évolution, à cause des événements auxquels on assiste dans le reste du monde. L'industrie des minéraux a dû se résoudre à une

[Texte]

painful rationalization, which has not yet run its course. Canada's mining sector is becoming more efficient and more competitive, but the social and economical costs have been substantial. To prosper in these new circumstances will require innovative and co-operative thinking in the private sector, the public service, and the academic community. We hope this forum will provide a small contribution to the process and prove useful to you people as participants. I know my parliamentary colleagues and I will learn a great deal from this session; perhaps even more than we anticipated.

The Vice-Chairman: Thank you very much, Barbara.

Ladies and gentlemen, we have an excellent chairman in the person of Barbara Sparrow. I am saying this to the miners here. Although Barbara is from the oil patch in Calgary, she nevertheless devotes a lot of time to mining issues. I can tell you that although it is Energy, Mines and Resources, mining does get its fair share of the time the committee devotes to the overall structure. . . and does an excellent job.

I would also at this time like to introduce to you some of our technical people who do a lot of work for us in the background. I did not introduce them when I introduced the committee. We have the Clerk of the Standing Committee on Energy, Mines and Resources, Ellen Savage. We also have two consultants who work with us almost on a daily basis. They provide a lot of input to the committee. We have Dean Clay and Lawrence Harris.

We are also privileged to have with us here this morning the former Minister of Mines, the Hon. Bob Layton. We are also privileged to have the Mayor of Timmins, Vic Power. I am sure we will be hearing from these two gentlemen a little later on.

Our committee is indeed privileged today to have four distinguished witnesses, who will each make opening statements of about five to seven minutes in length. These witnesses represent the four organizations that appeared before this committee in its study on the mining-related recommendations presented by the Ministerial Task Force on Program Review, perhaps known to most of us as the "Nielsen task force".

The first speaker this morning is Dr. Pierre Perron. Dr. Perron is the Associate Deputy Minister for the Department of Energy, Mines and Resources. He is a metallurgist by training and has worked at the Chalk River Nuclear Laboratories, Hydro-Quebec, and the Centre de recherche industrielle du Québec. In 1982 he became Associate Deputy Minister of Mines in Quebec's Ministry of Energy and Resources. Dr. Perron was appointed Assistant Deputy Minister for EMR in 1985 and is representing the department in our discussions here today.

Dr. Perron.

Dr. Pierre Perron (Associate Deputy Minister, Minerals and Earth Sciences, Department of Energy, Mines and

[Traduction]

rationalisation assez douloureuse, processus qui n'est d'ailleurs pas terminé. Le secteur minier au Canada est en train de devenir plus efficient et plus compétitif, mais les coûts sociaux et économiques ont été considérables. Pour prendre de l'essor dans ces circonstances nouvelles, il faudra que le secteur privé fasse preuve d'esprit et d'innovation et de coopération, de même que l'administration publique et les milieux universitaires. Nous espérons que cette tribune y contribuera et qu'elle s'avérera utile aux participants. Je sais que mes collègues, tout comme moi, vont beaucoup tirer de cette séance, peut-être même plus que nous ne le pensions.

Le vice-président: Merci beaucoup, Barbara.

Mesdames et messieurs, nous avons la chance d'avoir un président exceptionnel, Barbara Sparrow. C'est aux mineurs que je m'adresse, car si Barbara est originaire des champs pétroliers de Calgary, elle s'intéresse énormément à toutes les questions minières. Bien que notre comité s'intitule Énergie, Mines et Ressources, je vous assure que les mines occupent une juste part du temps du comité qui fait un excellent travail.

Je vais maintenant vous présenter nos experts qui travaillent très fort pour nous dans les coulisses. Je ne les ai pas présentés lorsque j'ai présenté les membres du comité. Nous avons le greffier du Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources, Ellen Savage. Nous avons également deux experts-conseils qui travaillent avec nous presque en permanence, ils apportent à nos travaux une contribution importante. Il s'agit de Dean Clay et Lawrence Harris.

Nous avons également le plaisir d'avoir parmi nous ce matin l'ancien ministre des Mines, l'hon. Bob Layton. Nous avons l'honneur de recevoir le maire de Timmins, Vic Power, et je suis certain que nous entendrons ces messieurs tout à l'heure.

C'est un grand privilège pour notre comité d'avoir ce matin quatre témoins très distingués qui feront chacun une déclaration liminaire de cinq à sept minutes. Ces témoins représentent quatre organismes qui ont comparu devant ce comité lorsqu'il étudiait les recommandations relatives aux mines du groupe de travail ministériel sur la révision des programmes, groupe que nous connaissons surtout sous le nom de «groupe d'étude Nielsen.»

Le premier intervenant ce matin, c'est M. Pierre Perron. M. Perron est sous-ministre adjoint au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Il est métallurgiste de formation, et il a travaillé au laboratoire nucléaire de Chalk River, chez Hydro Québec et au Centre de recherche industrielle du Québec. En 1982, il est devenu sous-ministre adjoint des mines au ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec. M. Perron a été nommé sous-ministre adjoint au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources en 1985 et c'est lui qui représente aujourd'hui le ministère.

Monsieur Perron.

M. Pierre Perron (sous-ministre associé, Programme des minéraux et des sciences de la terre, ministère de

[Text]

Resources): Madam Chairman, Mr. Vice-Chairman, members of the committee, distinguished co-panelists, ladies and gentlemen, I am indeed very pleased to be a member of this distinguished panel at this special meeting of the Standing Committee on Energy, Mines and Resources.

As you know, Minister Merrithew released a statement on the federal mineral policy yesterday afternoon at the conclusion of the Mineral Outlook Conference, and my Minister will be here shortly to review this policy with you. This morning, because we have so many key players of both the industry and the provinces here with us, I would like to review the recommendations of the Ministerial Task Force on Program Review pertaining to the minerals and metals sector.

• 0920

You will recall that study teams were set up to review programs and activities in federal government departments and give advice on areas of duplication; programs that might be eliminated, reduced in scope or consolidated; and programs whose basic objective might be sound, but whose form could be changed.

L'équipe d'étude sur les ressources naturelles a étudié à fond les programmes influençant le secteur des minéraux et a présenté un certain nombre de recommandations à leur sujet. Les équipes d'étude sur les relevés principaux, l'approvisionnement du gouvernement et les subventions et services aux entreprises ont également abordé des questions qui préoccupent au plus haut point l'industrie.

But before doing so, I would first note that the past two years have been somewhat trying ones for all the employees of the mineral and earth science program of EMR. They have been studied, analysed, criticized somewhat, sometimes not always justifiably so. This, of course, has created certain tensions and morale problems. However, our employees have accepted all of this in a professional manner, reacting positively to the advice and recommendations being made. I, for one, am very proud of our accomplishments, for we have listened and we have acted.

I would like to take this opportunity, Madam Chairman, to let your committee and industrial representatives know that we have acted upon most of the recommendations we have received so far. I would like to review the major ones with you today.

En ce qui concerne les différentes recommandations, le groupe d'étude sur les ressources naturelles a suggéré l'adoption d'une politique nationale sur les minéraux et les métaux. Votre Comité, madame la présidente, a conclu qu'il convenait mieux d'adopter une politique fédérale. Le ministre traitera plus longuement de cette question lorsqu'il nous rejoindra un peu plus tard ce matin.

[Translation]

l'Énergie, des Mines et des Ressources): Madame le président, monsieur le vice-président, membres du comité, distingués participants, mesdames et messieurs, je suis heureux de faire partie de cette tribune exceptionnelle à l'occasion de cette réunion extraordinaire du Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources.

Comme vous le savez, le ministre Merrithew a rendu publique hier après-midi, à la fin de la Conférence sur les perspectives minérales, une politique fédérale sur les minéraux et les métaux. Il viendra sous peu examiner cette politique avec vous. Comme nous avons parmi nous de nombreux représentants importants de l'industrie, j'aimerais ce matin vous entretenir des recommandations du groupe de travail ministériel chargé de l'examen des programmes relatifs au secteur des minéraux et des métaux.

Vous vous souvenez que les équipes d'étude créées par ce Groupe ont examiné les programmes et les activités des ministères fédéraux et donné des conseils sur les domaines où il y a double emploi, les programmes qui peuvent être supprimés, dont la portée peut être réduite ou renforcée, de même que sur les programmes dont l'objectif fondamental est judicieux mais dont on peut modifier la forme.

The Natural Resources Study Team did an in-depth study of the programs affecting the minerals and metals sector and made a number of recommendations. The Major Surveys, Government Procurement and Subsidies and Services to Business study teams also touched upon issues of concern to the industry.

Avant d'examiner les recommandations du groupe de travail, j'aimerais, en premier lieu, mentionner que les deux dernières années ont été particulièrement difficiles pour les employés affectés au Programme des minéraux et des sciences de la Terre. On les a étudiés, analysés et critiqués. Ce qui n'a pas manqué de créer certaines tensions et d'affecter le moral de ces personnes. Cependant, nos employés ont réagi de façon professionnelle aux exigences de l'étude; ils ont accueilli de façon positive les conseils et les recommandations formulés. Je suis fier de nos réalisations; nous avons prêté attention aux recommandations et nous avons réagi.

J'aimerais profiter de l'occasion, madame la présidente, pour faire savoir à votre comité et aux représentants de l'industrie que nous avons donné suite à la plupart des recommandations. J'aimerais examiner les principales d'entre elles avec vous.

Turning to the various recommendations, the Natural Resources Study Team recommended a national policy for the minerals and metals sector. Your committee concluded, Madam Chairman, that a federal policy was a more appropriate approach. You will hear more about this from the Minister when he arrives.

[Texte]

The Natural Resources Study Team also recommended that any national policy be complemented by a national mineral product strategy, if this were feasible. Your committee did not support the idea of such a national mineral product strategy. Our own view was that the preparation of such a product strategy would be a formidable task indeed. We would, of necessity, have to be very confident in our ability to forecast prices as well as demand and supply. It would mean that government would be picking up with winners and losers.

We had some very serious doubts about the advisability of governments saying that one particular commodity should be given emphasis as opposed to another one. However, we felt our approach should be modified and that we should improve our own planning strategy through stronger linkages with industry and better international market intelligence.

The Natural Resources Study Team also suggested the development of a strategic plan for the mineral component of the Geological Survey of Canada. Activities of the GSC will, of course, be guided by our new mineral policy. I would, however, point out that the GSC, like all other federal government organizations, prepares a strategic plan and reviews its needs on an annual basis. In my view, the strategic thinking that has to go into the exercise does provide the type of strategic planning we need.

Furthermore, I would point out that the GSC's activities relate to far more than just the mining sector. Their programs have an impact on areas such as environmental protection, national security and sovereignty, the petroleum and gas industry, and public health and safety.

The study team also raised concerns about the possible overlap and duplication among DRIE, the Department of External Affairs, and EMR. Your committee also looked at this issue and recommended a separate department of mines. We do agree there was a need for a clearer focus for the federal government's mineral-related programs and responsibilities. However, eliminating overlap and duplication is impossible, and restructuring departments is a complex issue.

• 0925

I would like to point out that such matters are very much within the preview of the Prime Minister's prerogative, and involve larger questions of the machinery of government. In the development of a mineral and metal policy, this recommendation was taken into account. I feel the mineral policy statement will bring increased cohesiveness to the activities of the many federal departments and agencies that touch on matters related to the minerals and metal sector.

Le groupe d'étude a en outre recommandé qu'Énergie, Mines et Ressources formule des recommandations afin d'obtenir les renseignements sur les marchés internationaux dont l'industrie a besoin et de mettre ces

[Traduction]

De plus, le groupe d'étude a recommandé que toute politique nationale ait pour complément, si possible, une stratégie nationale sur les produits minéraux. Votre comité, madame la présidente, n'a pas approuvé la recommandation de pareille stratégie. Nous croyons que l'établissement d'une telle stratégie relative aux produits minéraux serait une tâche énorme. Elle exigerait beaucoup de confiance en notre aptitude à prévoir les prix ainsi que l'offre et la demande. Elle signifierait que le gouvernement choisirait les gagnants et les perdants.

Nous doutons fortement qu'il soit souhaitable que les gouvernements décident de mettre l'accent sur un produit plutôt qu'un autre. Notre méthode a plutôt consisté à améliorer notre planification stratégique au moyen de liens plus étroits avec l'industrie et une meilleure connaissance du marché international.

Le groupe d'étude sur les ressources naturelles a aussi préconisé de mettre au point un plan stratégique sur l'élément minéral de la Commission géologique du Canada (CGC). Les activités de la CGC seront, bien entendu, conformes à la nouvelle politique. Cependant, je tiens à signaler que la CGC, comme les autres organismes fédéraux, dresse un plan stratégique et examine ses besoins chaque année. Je crois que cela répond au besoin de planification stratégique de la CGC.

De plus, je tiens à faire remarquer que des travaux de la CGC concernent beaucoup plus que le seul secteur minier. Leurs programmes ont des répercussions sur divers domaines, telles la protection environnementale, la sécurité nationale, l'industrie pétrolière, la santé et la sécurité publiques.

Le groupe d'étude a exprimé des craintes au sujet de la possibilité de double emploi entre certains aspects du MEIR, du MAE et d'EMR. Après avoir étudié cette question, votre comité a recommandé qu'un ministère des Mines distinct soit créé. Nous convenons qu'il y a lieu d'établir un centre d'intérêt clair relativement aux programmes et responsabilités du gouvernement fédéral en matière de minéraux. Toutefois, l'élimination du double emploi et la réorganisation des ministères sont une question complexe.

J'aimerais vous faire remarquer que de telles questions relèvent nettement de la compétence du Premier ministre et mettent en cause les mécanismes de gouvernement les plus vastes. On a tenu compte de cette dernière recommandation dans la politique sur les minéraux et les métaux. Nous croyons que cette politique rendra plus cohérentes les activités des nombreux ministères et organismes fédéraux qui ont trait au secteur des minéraux et des métaux.

Another recommendation of the study team was that EMR develop proposals to obtain relevant international market information required by the industry and make such information available to the private sector and

[Text]

renseignements à la disposition du secteur privé et des gouvernements provinciaux. Le Secteur de la politique minière de mon Ministère travaille en étroite collaboration avec le ministère des Affaires extérieures, les provinces et les industries à ce sujet. Les initiatives que nous avons mises de l'avant comprennent la transmission hebdomadaire de messages télex aux provinces, la transmission à tous les éléments de l'industrie canadienne d'une publication intitulée *Les minéraux dans le monde*, des programmes de formation destinés aux agents des Affaires extérieures et, finalement, l'amélioration au niveau des affectations à l'étranger. Je tiens d'ailleurs à remercier les représentants de l'industrie de leur rétroaction et de leur participation à certaines de ces initiatives. Nous apprécions vos observations et votre collaboration.

The study team also suggested that commodity studies should be purchased, and that new studies be produced by EMR only when the department has unique access to information. The Mineral Policy Sector of EMR, in co-operation with other departments, already relies heavily on purchased commodity studies covering both markets and outlook, as well as the competitive cost position of producers world-wide.

The Mineral Policy Sector also works with its counterparts in other countries, such as Australia and the United States, in compiling information. Nevertheless, EMR often has unique information which is then provided to industry and to consultants for their own use.

Les groupes d'étude sur les ressources naturelles, les programmes d'approvisionnement du gouvernement et les subventions et services aux entreprises ont tous présenté des recommandations sur la science et la technologie ainsi que sur les rapports connexes entre les gouvernements et l'industrie. Nous avons été très réceptifs à ces recommandations. L'industrie jouera un rôle plus important qu'auparavant dans la détermination de l'orientation de CANMET afin de voir à ce qu'elle réponde aux besoins de l'industrie. De plus, on est en train de prendre des mesures pour que les fonds consacrés à CANMET servent de levier à la recherche et au développement du secteur privé. Nous espérons pouvoir travailler en étroite collaboration avec le nouveau conseil technique de l'industrie minière dont l'Association de l'industrie minière du Canada a annoncé la création tout récemment.

I would also like to note the re-structuring of the old National Advisory Committee on Mining and Metallurgical Research into a new, more dynamic structure. The Minister's National Advisory Committee on CANMET, along with its new business sub-committee, will now have a major impact on the direction of CANMET's activities.

Furthermore, it will keep under constant review such issues as cost recovery on CANMET's research and services, contracting out of research activities, the possibility of transferring some of CANMET's activities to

[Translation]

provincial governments. The Mineral Policy Sector (MPS) has been working closely with External Affairs, the provinces and industry in this area. Initiatives include weekly telexes to the provinces, a publication entitled *World Mineral Notes* sent to industry across the country, training programs for External Affairs' officers, and improved tasking of posts abroad. I would like to thank industry representatives for their feedback and their participation on some of these initiatives. Your comments are appreciated.

En outre, le groupe d'étude a recommandé de recourir à des études commandées sur les produits et de ne réaliser des études internes que dans les cas où un ministère a un accès particulier à des renseignements. Le Secteur de la politique minière, et les autres ministères, se fient déjà beaucoup à des études commandées sur les produits qui portent tant sur les marchés que sur les perspectives et la compétitivité des prix des producteurs du monde entier.

De plus, le Secteur de la politique minière collabore avec ses collègues d'autres pays, tels l'Australie et les États-Unis, à acquérir les renseignements voulus. Néanmoins, il arrive souvent qu'EMR dispose de renseignements qui lui sont propres et les mette à la disposition de l'industrie et des experts-conseils, aux fins de leurs propres études.

The study teams on Natural Resources, Government Procurement and Subsidies and Services to Business, all made recommendations with respect to science and technology and the interface between government and industry on this topic. We have been very responsive to these concerns. Industry will now have a large role in influencing the direction of CANMET's activities to ensure their relevance to industry's needs. Also, steps are being taken to see that CANMET's funds are used as a lever to increase the private sector's own R and D efforts. We look forward to working closely with the new Mining Industry Technology Council recently announced by the Mining Association of Canada.

J'aimerais signaler la réorganisation de l'ancien Comité consultatif national sur la recherche minière et la métallurgie en faveur de nouvelles structures plus dynamiques. Le Comité consultatif du ministre à CANMET, de même que le nouveau sous-comité de gestion, joueront un rôle primordial en ce qui a trait à l'orientation des travaux effectués à CANMET.

De plus, ce comité étudiera des questions, tels le recouvrement des fonds alloués à la recherche à CANMET, les travaux de recherche donnés en sous-traitance. Il devra également étudier la possibilité de

[Texte]

the private sector, and the level of industry's contribution to CANMET's overall budget and activity. We believe this new advisory structure will ensure that CANMET receives the advice and the guidance it does need.

The major survey study team recommended that the Earth Physics Branch be merged with the Geological Survey of Canada. This move was indeed done just over a year ago. This change, and more recent ones, totally transform our services in earth sciences in well-focused multi-disciplinary units, thus moving away from the more traditional academic structures. The resulting organization provides more efficient administration, increases the effectiveness of scientific and technical staff, reduces the potential for duplication, reinforces scientific programs, and results in some savings on top of that.

• 0930

This move was just the beginning of the reassessment and re-evaluation of EMR which has been going on since September 1984. A primary concern has been and still is to ensure that the department was providing leadership and co-ordinating structures necessary to implement the required changes to policies, programs, and program delivery mechanisms.

Last month the Minerals and Earth Sciences Program of EMR was reorganized into four sectoral groupings, each under the direction of an assistant deputy minister reporting to me. These four sectors are Surveys, Mapping and Remote Sensing; Mineral and Energy Technology; Geological Survey of Canada; and Mineral Policy Sector. In addition, a new assistant deputy minister will handle corporate policy and communications. I am confident that this new structure will allow for a more effective and efficient organization.

I would like to conclude by reiterating that we have listened to the Ministerial Task Force on Program Review; we have listened to the provinces; we have listened to industry; and we have listened to the recommendations made by your own committee. I have now reviewed with you our response to most of the task force recommendations, and I am quite prepared to review any of the others during our follow-up discussion if anyone so wishes.

Thank you.

Le vice-président: Merci, docteur Perron, pour vos remarques très appropriées.

Dr. Perron is a frequent witness attending before committee and, as you all know, a very good friend of mining in Canada.

Another member of our committee has just come in. I would like to introduce to you Bob Porter, from Medicine Hat.

[Traduction]

transférer certaines des activités de CANMET au secteur privé et examiner le degré de participation de l'industrie aux travaux et au budget global de CANMET. Nous croyons que ces nouvelles structures du Comité consultatif assureront à CANMET les services de consultation et d'orientation dont il a besoin.

Le groupe d'étude sur les principaux systèmes de données a recommandé de fusionner la Direction de la physique du globe et la CGC. Cela a été accompli il y a un an. Il s'est ensuivi une plus grande efficacité administrative, un rendement du personnel scientifique et technique accru, une réduction des risques de double emploi, une amélioration des programmes scientifiques et des économies.

Le fusionnement en question a marqué le début de la réévaluation d'EMR, qui se poursuit depuis septembre 1984. Une des principales considérations a consisté à faire en sorte que le ministère donne le ton et favorise la coordination nécessaire à la réalisation des modifications qu'il y a lieu d'apporter aux politiques, aux programmes et aux mécanismes d'exécution des programmes.

Le mois dernier, le Programme des minéraux et des sciences de la Terre, d'EMR, a été divisé en quatre secteurs, dont chacun est coiffé par un sous-ministre adjoint qui m'est comptable. Ces quatre secteurs sont ceux des levés, de la cartographie et de la télédétection, de la technologie des minéraux et de l'énergie, de la Commission géologique du Canada, et de la politique minérale. En outre, un nouveau sous-ministre adjoint sera chargé de la politique et des communications du ministère. Je crois fermement, madame la présidente, que la nouvelle structure accroîtra l'efficacité de notre organisation.

Je tiens, en dernier lieu, à répéter que nous avons été attentifs au Groupe de travail ministériel chargé de l'examen des programmes. Nous avons été attentifs aux provinces. Nous avons été attentifs à l'industrie et aux recommandations de votre comité. J'ai examiné avec vous les mesures que nous avons prises pour donner suite à la plupart des recommandations du Groupe de travail. Je suis disposé à parler de chacune des autres recommandations, si quelqu'un en exprime le désir, au cours des discussions qui suivront.

Merci.

The Vice-Chairman: Thank you, Dr. Perron, for your very appropriate remarks.

M. Perron assiste souvent aux séances du comité et, comme vous le savez tous, c'est un grand ami des mines canadiennes.

Un autre membre de notre comité vient d'arriver, je vous présente Bob Porter, de Medicine Hat.

[Text]

It is my privilege to introduce to you our second witness today, Dr. Walter Curlook. Dr. Curlook is the Executive Vice-President of Inco Limited. He is also trained in metallurgy. He has had a long and distinguished career in various units of Inco's operations. In 1979 he received the Airey Award in recognition of his contributions to the advancement of industrial metallurgy. Today Dr. Curlook is representing the Mining Association of Canada, of which he is the President.

Dr. Curlook, please.

Dr. Walter Curlook (President, Mining Association of Canada): Madam Chairman, Mr. Vice-Chairman, Members of Parliament, ladies and gentlemen, today I want to talk about research networks in mining. But, first, where does the Canadian mining industry stand today?

In short, sales of base metals and minerals—that is, volume—are holding up pretty well, but prices remain low and most base metal producers are hovering around the break-even point. Developments in gold are the bright spots in Canada. Copper consumption in the non-communist world is holding up at an all-time high, at over 7 million tons per annum. Nickel consumption is also holding up high, at over 1.2 billion pounds of nickel per annum. If we look at gold production in Canada, we see that it has doubled since 1980 in terms of ounces per year; it is over 3 million ounces per year now.

Getting back to base metals, although volumes of production of copper, nickel, iron ore, lead, zinc, and others are at or near all-time high levels, prices remain low because clearly the law of supply and demand is alive and well and there is enough supply to meet demand. However, some tightness of supply is showing up in some areas, and just very recently we have seen some price improvement in aluminum, copper, lead, zinc, and nickel.

But we must not become complacent. In both the nearer term and the longer term, the world will continue to be oversupplied with almost all mineral commodities. We must expect continued stiff price competition in the world marketplace. We must continue and, indeed, reinforce our efforts to improve productivity and lower our costs still further, and at the same time to improve safety and security in our mines.

• 0935

If you look at the productivity improvement in the Canadian mining industry across Canada, coast to coast, you will see the productivity improvement and volume produced per man-hour worked has gone up over 60% since 1982. Even if we compare ourselves with the high point we were at in 1979, we are some 30% above that and you can see we are still going like gangbusters. That is good.

[Translation]

J'ai maintenant le plaisir de vous présenter notre deuxième témoin, M. Walter Curlook. M. Curlook est vice-président exécutif de Inco Limitée. Il est également métallurgiste de formation. Il a eu une longue et distinguée carrière chez Inco. En 1979, il a reçu le prix Airey pour sa contribution au progrès de la métallurgie industrielle. Aujourd'hui, M. Curlook représente l'Association minière du Canada dont il est le président.

Monsieur Curlook, je vous en prie.

M. Walter Curlook (président, Association minière du Canada): Madame le président, monsieur le vice-président, honorables députés, mesdames et messieurs, je vais vous parler aujourd'hui des réseaux de la recherche minière. Mais pour commencer, où en est aujourd'hui l'industrie minière canadienne?

Très brièvement les ventes de métaux et de minéraux communs, les ventes en grosses quantités, se maintiennent, les prix restent faibles et la plupart des producteurs de métaux communs rentrent tout juste dans leurs frais. Seul point positif, le secteur de l'or. La consommation de cuivre dans les pays non communistes bat actuellement tous les records, plus de 7 millions de tonnes par année. La consommation de nickel est également très forte, plus de 1,2 milliard de livres de nickel par année. Quant à la production d'or au Canada, elle a doublé depuis 1980 en termes d'onces par année, elle est actuellement de plus de 3 millions d'onces par année.

Pour en revenir aux métaux communs, les volumes de production du cuivre, du nickel, du minerai de fer, du plomb, du zinc, et d'autres encore battent tous les records ou n'en sont pas loin, mais les prix restent bas parce qu'évidemment, c'est la loi de l'offre et de la demande qui joue, et que l'offre est suffisante pour faire face à la demande. Toutefois, dans certains secteurs, l'offre commence à se resserrer, et récemment, les prix de l'aluminium, du cuivre, du plomb, du zinc et du nickel ont commencé à remonter.

Mais il ne faut pas nous féliciter trop vite. À court terme et à long terme, on prévoit des excédents pour pratiquement tous les produits minéraux. Il faut s'attendre à ce que la guerre des prix continue sur le marché mondial, et nous devons poursuivre nos efforts pour améliorer la productivité et baisser nos coûts, tout en améliorant la sécurité dans les mines.

Pour ce qui est de l'amélioration de la productivité dans l'industrie minière canadienne en général, on assiste dans tout le pays à une amélioration de la productivité et le volume de production par heure-homme a augmenté de plus de 60 p. 100 depuis 1982. Même si nous comparons la situation actuelle aux réalisations de 1979 qui étaient particulièrement élevées, nous les dépassons déjà de 30 p. 100 et rien ne semble pouvoir nous arrêter. Ça, c'est positif.

[Texte]

There has been simultaneous improvement in safety in our mines, if we measure it in terms of lost time accidents. If we look at the mines' curve in the last two years—by the way, that is the Ontario experience—we see dramatic reductions in lost time accidents year over year in the last couple of years. However, although we have managed to reduce lost time accidents in our mines to the point that in some establishments they are no higher than the surface plants, we have not as yet, as an industry, been able to eliminate the possibility of tragic fatal accidents. This is the challenge before us; to design mining systems such that neither human failure nor machine failure threaten human life.

We need to increase our knowledge of rock mechanics. We need to design new ways of mining. We need to eliminate heavy manual labour. We need to mechanize and automate. And to advance in all these areas, we need to do more research. Industry must take the initiative in raising the level of research and must show the direction. We believe that industry probably has the best window on the future and thus has the responsibility to lead the way. While the research efforts of certain individual mining companies could be applauded, overall the industry must accelerate and raise the level of research.

There is growing recognition in three segments of our society, in industry, government and university, that a great deal more could be accomplished through co-operative programs, but joining ideas, money, equipment, skills or facilities into networks and alliances. There is a growing recognition that much can be accomplished by collaboration in the area of pre-competitive research, where the entire industry stands to gain. Basically, the Canadian mining companies are competing in the world marketplace with other foreign producers.

Rapid progress is being made in the creation of collaborative alliances. We have a successful Canadian model to go by in the field of mineral policy, and that is the Centre of Resource Studies. It is funded on a 50:50 basis between government and industry, through EMR and The Mining Association of Canada. It is located at Queen's. It is going very well, working very effectively.

Within the last year, in fact since we testified before you the last time, Madam Chairman, two other areas have received intensive attention and working alliances are well along the way to being established. Indeed, they are already beginning to function.

First, the Centre of Geomechanics. Here we have an alliance of three universities, Laurentian, Queen's and Toronto. Chairs have been endowed at these three universities, two by the provincial government. They have been cross-appointed between Laurentian and Queen's,

[Traduction]

En même temps, la sécurité dans les mines s'est améliorée si l'on se fonde sur le temps perdu pour cause d'accidents. Si vous consultez la courbe pour les deux dernières années, soit dit en passant, il s'agit de l'Ontario, vous constaterez que le temps perdu pour cause d'accidents a énormément baissé. Toutefois, bien qu'ayant réduit de beaucoup le temps perdu pour cause d'accidents dans les mines, à tel point que dans certains établissements ce n'est pas plus élevé que dans les usines en surface, nous n'avons pas encore éliminé totalement la possibilité d'accidents tragiques. C'est une tâche qu'il nous reste à accomplir, nous devons concevoir des méthodes d'exploitation qui soient à l'épreuve de toute erreur, humaine ou mécanique.

Nous devons approfondir nos connaissances de la mécanique des roches; nous devons trouver de nouvelles méthodes d'exploitation minière; nous devons éliminer les gros travaux manuels; nous devons mécaniser et automatiser. Et pour faire des progrès dans tout ces domaines, nous devons faire de la recherche. L'industrie doit prendre l'initiative, ouvrir la voie à de nouvelles recherches. A notre avis, l'industrie est probablement la meilleure fenêtre sur l'avenir, c'est donc à elle de montrer la voie. Certaines compagnies minières méritent d'être félicitées pour leurs efforts en matière de recherche, mais dans l'ensemble, il faut que l'industrie accélère ces efforts et relève le niveau de la recherche.

De plus en plus, dans trois secteurs de notre société, l'industrie, le gouvernement et les universités, on reconnaît que beaucoup pourrait être accompli grâce à des programmes coopératifs, grâce à un regroupement des idées, de l'argent, du matériel, des compétences et des installations, bref, grâce à la création de réseaux et d'alliances. De plus en plus, on reconnaît que l'ensemble de l'industrie a tout à gagner à une collaboration dans le secteur de la recherche non concurrentielle. En fin de compte, c'est sur le marché mondial que les compagnies minières canadiennes concurrencent les producteurs étrangers.

Des progrès rapides sont accomplis et l'on met actuellement sur pied des alliances de collaboration. Nous avons un modèle canadien très réussi dans le domaine de la politique minière, il s'agit du Centre d'étude sur les ressources. Il est financé à moitié par le gouvernement et à moitié par l'industrie par l'entremise du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et de l'Association minière du Canada. Il est situé à l'université Queen's. C'est un organisme très efficace.

Depuis un an, depuis la dernière fois que nous avons comparu devant vous, madame le président, deux autres secteurs ont fait l'objet d'efforts particuliers et des alliances sont pratiquement établies. En fait, elles ont même commencé à fonctionner.

Premièrement, il y a le centre de géomécanique; voilà une alliance de trois universités, l'université Laurentienne, Queen's et l'Université de Toronto. Des chaires ont été créées dans ces trois universités, dont deux par le gouvernement provincial. Un titulaire a été nommé pour

[Text]

and a third chair at the University of Toronto has been funded by Campbell Red Lake Mines and NSERC.

Two professors have been appointed, Professor Krogh at the University of Toronto—he is the No.1 world-renowned scientist in rock mechanics—and Professor Kaiser from the University of Alberta. Madam Chairman, we stole him away. He is moving to Laurentian this summer. So we are away and running.

The second Centre for Mine Automation Robotics has brought McGill University and *Ecole Polytechnique* working together. A chair has been endowed. In fact, it has already been filled by a world expert in mine automation robotics, Dr. Edwards, who came to us from the University of Sheffield. McGill and *Ecole Polytechnique* are now canvassing industry and NSERC for support funding.

In organizing for research, we need to be concerned at the same time with delivery systems and management systems. The three centres I have been talking about are delivery systems.

• 0940

With regard to management systems, the Mining Association of Canada has just recently announced the creation of the Mining Industry Technology Council of Canada, MITEC, and has engaged Dr. Jeffery on loan from EMR as full-time executive director.

The main objective of MITEC is to increase the amount and effectiveness of co-operative mining, research and development in Canada by improving co-operation within industry, and between industry, government and the university, while reducing duplication of effort.

In the process of establishing centres of excellence—alliances between industry, government and university—government participation comes into play several ways, but principally through CANMET and NSERC.

CANMET has received considerable attention first from the Nielsen Task Force and from your standing committee, Madam Chairman. CANMET has served the mining industry well in many areas. In recent years, it has come even closer to the industry, and is engaging in an ever-increasing number of joint programs with industrial partners.

I believe it is fair to say that its programs have become much more relevant to our industry in recent years. We, in industry, believe however that CANMET's contribution could be increased considerably by even closer liaison with industry and university. We are examining ways, and exploring possibilities with EMR, of integrating certain of

[Translation]

l'université Laurentienne et Queen's, et une troisième chaire, à l'Université de Toronto, a été financée par Campbell Red Lake Mines et le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie.

Deux professeurs ont été nommés, le professeur Krogh à l'Université de Toronto—c'est le grand spécialiste mondial de la mécanique des roches—et le professeur Kaiser, de l'Université de l'Alberta. Madame le président, nous l'avons volé à ces universités, il viendra s'installer à l'université Laurentienne cet été. Ainsi, les choses vont bon train.

Quand au deuxième exemple, il s'agit du Centre de robotique et d'automation minière qui regroupe l'université McGill et l'École polytechnique. Une chaire a été créée, et un spécialiste mondial de la robotique minière, M. Edwards, de l'Université de Sheffield, a été nommé. McGill et l'École polytechnique font actuellement des démarches auprès du Conseil national de recherches en sciences naturelles et en génie pour obtenir du financement.

Lorsque nous organisons la recherche, nous devons en même temps nous intéresser aux systèmes de recherche et aux méthodes de gestion. Les trois centres dont j'ai parlé sont des systèmes de recherche.

En ce qui concerne les systèmes de gestion, l'Association minière du Canada a annoncé récemment la mise sur pied du Conseil technique de l'industrie minière du Canada, le CTIMC; M. Jeffery, détaché du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, en sera le directeur exécutif à plein temps.

Le principal objectif du CTIMC est d'accroître la quantité et l'efficacité des travaux d'extraction faits en coopération, ainsi que de la recherche et du développement grâce à une meilleure coopération au sein de l'industrie ainsi qu'entre l'industrie, le gouvernement et les universités, tout en réduisant les doubles emplois.

Dans l'établissement des centres d'excellence—alliances entre l'industrie, le gouvernement et les universités—le gouvernement pourra participer à différents niveaux, mais essentiellement par le truchement de CANMET et du CRSNG.

CANMET a été examinée en détail si bien par le groupe de travail Nielsen que par le Comité permanent. CANMET a bien mérité de l'industrie minière. Depuis quelques années, CANMET s'est rapprochée davantage et a entrepris un nombre croissant de projets conjoints avec l'industrie.

Depuis quelques années, les programmes de CANMET sont certainement devenus plus utiles et plus pratiques. Nous estimons toutefois que la contribution de CANMET pourrait être valorisée en établissant des liens encore plus étroits avec l'industrie et avec les universités. C'est dans cette optique que nous sommes en train d'examiner, de

[Texte]

CANMET's activities more directly with those of the centres of excellence that I have been talking about.

For example, it may be desirable to relocate some of CANMET's scientists and researchers physically close to the university scientists and researchers. Increasing CANMET's contribution to the mining industry is a matter that will receive the close attention of the newly formed Mining Industry Technology Council.

Regarding NSERC, it is a fact that it is the principal source of funding of advanced research in Canadian engineering and science at universities and faculties. It is also a fact that very little, indeed nil, almost nil, has gone to mining research.

As it moves forward, and we are moving forward rapidly, we in the industry recognize that as sponsors we must come forth with some proposals for research and funds. At the same time, we look forward to, and expect, matching funds from NSERC. It is time that mining research got its piece of the pie.

With regard to NSERC, I would like to make two other recommendations. First, that NSERC clarify the rules; that is, its formula for matching funds. As it now reads, it is unclear and confusing. The question being asked by many is, will NSERC match, or will it not match dollar for dollar, the dollar that I or we put up for research?

Secondly, NSERC must speed up its review and approval process. At present, the process is too extended, too costly, and not in gear with the speed at which research programs are being established and proposed.

Finally, Madam Chairman, we should all feel good about the positive and rapid manner in which the important subject of mining research is being addressed in that industry in our country.

Industry recognizes that it needs to sponsor and fund more research. University recognizes that it can raise the relevancy of its research and contribute more directly to the advancement of industry.

Universities are recognizing the benefits of collaboration with each other as well as with industry, and governments have recognized and are encouraging industry to take the leadership in sponsoring appropriate research programs and are backing and are matching such programs in a variety of ways. We are on a good, fast track.

Thank you.

The Vice-Chairman: Thank you, Dr. Curlook, for your very interesting remarks. By the way, I believe your annual meeting is being held today at the Westin Hotel at 2.30 p.m.?

Dr. Curlook extended an invitation to me last night at the Mineral Outlook meeting and has asked me to pass the word on to our Members of Parliament who wish to

[Traduction]

concert avec le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, la meilleure façon d'intégrer certaines activités de CANMET avec celles des centres d'excellence que je viens d'évoquer.

Ainsi il serait peut-être souhaitable de transférer certains scientifiques et chercheurs de CANMET pour les rapprocher de leurs homologues des universités. Le Conseil technique de l'industrie minière, récemment mis sur pied, se penchera donc sur la question de renforcer la contribution de CANMET à l'industrie minière.

LE CRSNG est la principale source de crédits pour les travaux de recherche en génie et en science, effectués à nos universités. Mais sur ces crédits, une part tout à fait minime a été attribuée à la recherche minière.

Nous nous rendons parfaitement compte du fait qu'en tant que sponsors, nous devons nous-mêmes proposer des sujets de recherche avec crédits à la clé. Mais nous nous attendons à ce que le CRSNG accorde à son tour des crédits équivalents. Il est en effet plus que temps que la recherche minière obtienne également sa part du gâteau.

En ce qui concerne le CRSNG, il est essentiel de préciser les modalités de calcul des crédits de contrepartie, modalités qui actuellement manquent de précision. En effet les intéressés ne savent jamais si le CRSNG va ou non accorder des crédits équivalents.

Par ailleurs il est essentiel que le CRSNG accélère ses modalités d'examen et d'approbation des dossiers. En effet à l'heure actuelle, cette procédure est trop longue et trop coûteuse et ne suit pas le rythme des nouveaux programmes de recherche qui sont proposés.

Enfin nous avons tout lieu de nous féliciter des progrès réalisés par la recherche minière.

L'industrie pour sa part sait qu'elle doit sponsoriser et financer davantage de recherches. Quant aux universités, elles vont entreprendre des recherches plus pratiques afin de contribuer directement au progrès de ce secteur.

Les universités savent qu'elles profiteront d'une collaboration plus étroite les unes avec les autres ainsi qu'avec l'industrie, tandis que les gouvernements encouragent l'industrie à sponsoriser des programmes de recherche, qui seront appuyés entre autres grâce à des crédits équivalents. Nous sommes donc sur la bonne voie.

Merci.

Le vice-président: Merci, monsieur Curlook, de votre intéressant exposé. Votre assemblée annuelle a lieu cet après-midi à 14h30 à l'Hotel Westin, n'est-ce pas?

M. Curlook m'a invité hier soir à l'occasion de la conférence sur les perspectives minières et m'a demandé de faire savoir à tous les députés qu'ils seraient les

[Text]

attend the Mining Association of Canada annual meeting at the Westin, starting at 2.30 p.m.

Thank you again.

• 0945

Ladies and gentlemen, the third speaker I have the honour to present to you is Prof. Roland Bergman, who is a joint professor of metallurgy and mineral science at the University of Toronto. Mr. Bergman was educated as a metallurgical engineer and consults in this field at present. Prior to joining the University of Toronto, he worked for almost three decades with Falconbridge. Prof. Bergman will address us today from his perspective as Chairman of the Mineral Processing Subcommittee of the Minister's National Advisory Council on CANMET.

Prof. Bergman.

Professor R. Bergman (Chairman, Mineral Processing Sub-committee, Minister's National Advisory Council on CANMET): Thank you very much, Madam Chairman, Mr. Vice-Chairman, Members of Parliament, ladies and gentlemen.

Unfortunately Tom Parris, Chairman of NACMMR, is unable to be present today. On his request, I am representing NACMMR today, which is now known as MNACC. I will talk about that a little later on; I will be getting into acronyms.

I have been associated with NACMMR over the last five years, and I am presently Chairman of the Mineral Processing Subcommittee. I will be talking about CANMET and the Nielsen and Bruk reports, and I will give you a brief outline of the reorganization of NACMMR. Dr. Perron has already given you a bit of an outlook on that.

We believe CANMET is fulfilling an important technological function in support of Canada's mining industry. It has done a fair job of meeting its objective, which is, in brief, to strengthen the position of the Canadian mining industry. CANMET has had its ups and downs, like any other organization. This is in part because of the rapid changes in the marketplace over the past few years, which in turn have resulted in changes in the R and D support requirements by industry, and in part because of budget constraints, which have made it difficult to bring young people into the organization. I think this is a common problem we do have in the mining industry.

In general, CANMET has responded well to the recommendations of the NACMMR subcommittees. Changes in direction have been slower than expected in years gone by, but responses and willingness to change have greatly improved in the past years, and particularly under the direction and leadership of Dr. Jeffery.

One of the weaknesses of CANMET has been that it has kept a very low profile. It has not publicized its achievements. As a result of this, many members of

[Translation]

bienvénus à l'assemblée annuelle de l'Association minière du Canada, qui s'ouvre cet après-midi à 14h30 à l'Hotel Westin.

Merci.

Mesdames et messieurs, notre troisième orateur est M. Roland Bergman, professeur de métallurgie et de minéralogie à l'Université de Toronto. Le professeur Bergman qui est métallurgiste de formation, est un expert-conseil dans sa branche. Avant d'enseigner à l'Université de Toronto, il a travaillé près de 30 ans chez Falconbridge. Le professeur Bergman nous parlera en sa qualité de président du sous-comité de l'industrie de transformation minière auprès du Conseil national consultatif du ministre sur CANMET.

Professeur Bergman.

M. R. Bergman (président, sous-comité de l'industrie de transformation minière, Conseil consultatif national du ministre sur CANMET): Merci, madame la présidente, monsieur le vice-président, mesdames et messieurs.

Malheureusement M. Tom Parris, président du Conseil consultatif national, s'est trouvé dans l'impossibilité d'assister à cette réunion et c'est à sa demande que je représente le Conseil. Je vais vous expliquer tantôt la signification de ce sigle.

Cela fait un peu plus de cinq ans que je fais partie du Conseil consultatif national et actuellement, j'assume la présidence du sous-comité des industries de transformation minière. J'ai l'intention d'évoquer CANMET ainsi que les rapports Nielsen et Bruk, et je vais vous expliquer comment nous comptons réorganiser le Conseil consultatif national. M. Perron vous en a d'ailleurs touché un mot.

CANMET a un rôle important à jouer pour épauler notre industrie minière. CANMET a réussi dans une certaine mesure à atteindre son objectif, c'est-à-dire de renforcer l'industrie minière du Canada. Comme tout autre organisme, CANMET est passé par des hauts et des bas. Ceci est dû en partie à l'évolution très rapide du marché au cours des dernières années, évolution qui se traduit par des changements dans les besoins de recherche et de développement de l'industrie; par ailleurs l'actuelle austérité fait que nous avons du mal à recruter des jeunes. Ceci est d'ailleurs vrai de l'ensemble de l'industrie minière.

En général, CANMET a bien réagi aux recommandations des sous-comités du Conseil consultatif national. Il y a quelques années, cette évolution était lente mais plus près de nous, et en particulier depuis que M. Jeffery est arrivé à la direction, les changements se font plus rapidement.

CANMET a eu tort de s'effacer de l'avant-scène et de ne pas suffisamment mettre en valeur ses propres réalisations, si bien que de nombreux industriels ignorent

[Texte]

industry are not aware of CANMET's capabilities and achievements. We are making sure that this is changing. I think it is a very important change that you do have to realize.

It is our belief that CANMET should be maintained at its current level of activity, but with a better focus. Do not reduce the critical mass of CANMET to a point where it no longer can function effectively. I think there are some moves under way in this direction. We do not like to see those.

A couple of comments on the Nielsen and Bruk task force reports.

The Nielsen task force recommended the privatization of CANMET. We have difficulties with this proposal. As we see it, the role of CANMET is to carry out medium- and long-term research of national interest, as well as policy R and D. This is best done in a government laboratory, rather than by a commercial unit that has a self-interest. National laboratories are supported in most countries and in most nations. A classical example of an efficient organization is the U.S. Bureau of Mines, in the States.

Cost recovery is being pushed in a number of the reports. We believe the government laboratories should not compete with private enterprises and that cost recovery should be only applied in special circumstances, rather than across the board. Joint-program approaches with industry and universities are the most productive road to follow, and we believe this should be done.

The Bruk commission also suggests that R and D should be focused and based on a commodity strategy; it should, in other words, follow the market. We have a problem with this, since commodity markets are volatile, as recently demonstrated by the rapid change in silver prices. I think recent studies have shown that it takes at least seven years to complete a research project and commercialize it. In many instances you are looking at fourteen years. If you follow the market, and the ups and downs of the market, nothing can be completed, because we will be changing directions from day to day or from month to month or from year to year. So I think it is agreed that we should have a sound mineral policy to guide Canada's R and D, in which commodities will play a role. But I think we need other factors that have to be included in it.

• 0950

I think one of Canada's strengths is its mineral resources. We must learn to mine and process them more effectively and more cheaply to remain competitive in the world market. This can only be achieved through improved technology, which is a result of R and D and its application to industry. We need to train top-notch people and retain them in this country, and this has been a problem. We are not getting enough people into mining metallurgy, and we are losing a lot of good people to

[Traduction]

ce que CANMET a réalisé jusqu'à présent. Nous verrons donc à ce que cela change.

CANMET doit poursuivre ses activités actuelles tout en les focalisant mieux. Il ne faudrait surtout pas réduire les effectifs de CANMET au point où il ne pourrait plus fonctionner convenablement. Nous avons en effet entendu des rumeurs dans ce sens, ce qui ne serait certainement pas une bonne chose.

Je voudrais maintenant vous dire quelques mots au sujet des rapports Nielsen et Bruk.

Le rapport Nielson recommande notamment la privatisation de CANMET, ce que nous ne saurions accepter. CANMET est en principe chargé d'effectuer de la recherche d'intérêt national à moyen et long terme ainsi que de la recherche et du développement. À notre avis, les laboratoires de l'État sont mieux placés pour effectuer ce genre de travaux que des laboratoires privés qui fatalement vont privilégier ce qui les intéresse le plus. La plupart des pays financent en effet des laboratoires nationaux. Un bon exemple est le Bureau des mines des États-Unis.

Différents rapports ont préconisé le recouvrement des frais. Nous sommes d'avis que les laboratoires de l'État ne doivent pas concurrencer les entreprises privées et que dès lors le recouvrement des frais doit être l'exception et non la règle. La collaboration avec l'industrie et les universités est sans aucun doute le moyen le plus performant.

La commission Bruk recommande que la recherche et le développement soient faits en fonction des différents produits de base, c'est-à-dire en fonction du cours de ces mêmes produits de base. Or ces cours sont très instables ainsi qu'en témoignent notamment les récentes et rapides fluctuations du cours de l'argent. Or il a été prouvé qu'il faut un minimum de sept ans pour mener à bien et commercialiser des travaux de recherche. Bien souvent il faut compter jusqu'à 14 ans. Si l'on tenait compte uniquement des fluctuations des cours, aucun travail de recherche ne serait mené à terme, les cours fluctuant d'un mois à l'autre ou d'une année à l'autre. Donc même si le Canada doit effectivement avoir une politique minière qui sous-tendra les travaux de recherche et de développement, il faudra néanmoins que d'autres facteurs soient également pris en compte.

La force du Canada réside en partie dans ses ressources minérales. Il nous faut apprendre à extraire les minerais, à les transformer plus efficacement et plus économiquement pour faire face à la concurrence mondiale. Une telle réalisation passe par une technologie améliorée, issue de la recherche et du développement et de ses applications dans l'industrie. Il nous faut former des gens de haut niveau et les garder au Canada, ce qui jusqu'à présent s'est révélé difficile. Il n'y a pas assez de gens dans le domaine

[Text]

outside countries. I think that has to be addressed: the funding of R and D at the universities.

We also agree there is some room for improvement in the contact between CANMET industry and universities. And this, as Dr. Curlook pointed out, is being addressed, and certainly we from NACMMR are making a great effort to ensure that the lines of communication are being kept open.

Reorganization of NACMMR. Dr. Parris gave the standing committee an extensive outline of the operation and history of NACMMR during the hearing on June 12, 1986. I think this information is available in the transcript from that meeting, so I will not go into it.

To further improve the effectiveness, as Dr. Perron pointed out, NACMMR has been reorganized and given a new name. The new name is the Minister's National Advisory Council to CANMET, known as MNACC. It is a little difficult to pronounce.

Ministers Layton and Merrithew have actively participated in our meetings in the past, and we are looking forward to continued productive dialogue as a ministry. I think it is a very important thing that we have this direct line to the Ministers now.

The purpose of the council is to advise the Minister on programs and research work done at CANMET. We also have a responsibility to look at them in a general performance of CANMET, which is important; co-ordination of federal research programs; and other R and D policy trends.

The council now has six subcommittees rather than the five we had in the past. We have a subcommittee on mining, on coal, on mineral processing, on oil and gas, on metals and materials, and a business subcommittee. And as Dr. Perron pointed out, the business subcommittee is a new addition which will concern itself with a number of broad, as well as specific, issues. Such is CANMET's business plan. We will be looking at cost recovery, and we will also be looking at the potential relocation of certain groups from CANMET to other areas.

Madam Chairman, that is all I have to say.

The Vice-Chairman: Thank you very much, Professor Bergman.

Ladies and gentlemen, for those of you who might have come in late and missed the chairman's opening remarks, the Minister should be here momentarily. He is slated to be here at 10 a.m. You all know that he delivered a mineral policy paper yesterday. Copies of it are available. I am sure most of you have had a chance to have peek at

[Translation]

de la métallurgie et de l'extraction des minerais et beaucoup de nos spécialistes quittent le pays. Il faut donc redresser cette situation: financer la recherche et le développement dans les universités.

Nous reconnaissons également qu'il faut améliorer les rapports entre CANMET, le secteur minier et les universités. Comme l'a dit M. Curlook, on s'en occupe activement et à coup sûr, nous du CCNRMM faisons un effort énorme pour veiller à ce que les communications ne soient pas interrompues.

La réorganisation du Comité consultatif national sur la recherche minière et la métallurgie. M. Parris a donné au Comité permanent un survol du fonctionnement et des antécédents du CCNRMM lors de la séance du 12 juin 1986. Je pense que vous trouverez ces renseignements dans le compte rendu de la séance si bien que je ne vais pas les répéter.

Pour encore améliorer l'efficacité du Comité, comme l'a dit M. Perron, le CCNRMM a été réorganisé et rebaptisé. Il s'agit désormais du Comité consultatif du ministre à CANMET, connu sous le sigle de CCMC. Le sigle est difficile à prononcer.

Les ministres Layton et Merrithew ont participé activement à nos premières réunions et nous nous réjouissons à l'idée d'un dialogue soutenu avec eux. Nous constatons qu'il est désormais primordial d'avoir une ligne de communications directes avec les ministres.

L'objectif du Comité est de conseiller le ministre sur les programmes et la recherche faite à CANMET. Nous avons également pour responsabilité d'étudier ces éléments par rapport aux réalisations générales de CANMET, ce qui est important. Nous nous occupons aussi de la coordination des programmes fédéraux de recherche et des autres politiques de recherche et de développement.

Le Comité est doté de six sous-comités alors qu'il n'y en avait que cinq par le passé. Il existe un sous-comité sur l'extraction des minerais, sur le charbon, sur la transformation des minerais, sur le pétrole et le gaz, sur les métaux et les matériaux, et sur les affaires. Comme M. Perron l'a dit, le sous-comité sur les affaires est venu s'ajouter aux autres et il s'intéresse à des questions d'ordre général comme à des questions spécifiques. Le Comité étudie par exemple le plan d'entreprise de CANMET. Nous allons examiner le recouvrement des coûts et nous envisagerons la mutation éventuelle de certains groupes de CANMET vers d'autres secteurs.

Madame la présidente, j'ai terminé.

Le vice-président: Merci beaucoup, professeur Bergman.

Mesdames et messieurs, pour ceux qui sont arrivés en retard et n'ont pas entendu les remarques liminaires du président, le ministre doit arriver sous peu. Il doit arriver vers 10 heures. Vous savez tous qu'il a déposé un document de politique sur les minerais hier. Nous en avons mis des exemplaires à votre disposition. Je suis sûr

[Texte]

it, and you will be able to question the Minister on the policy paper after he has spoken.

I would like at this time to welcome Dr. Bob Horton. I understand Dr. Horton is in our audience. He is the Director of the U.S. Bureau of Mines. Dr. Horton.

Some hon. members: Hear, hear.

The Vice-Chairman: Ladies and gentlemen, the fourth and final witness I have the pleasure of introducing to you today is Dr. Robert Ginn, President of Novamin Resources Inc. Dr. Ginn is trained as a geologist, and his career spans both the public and private sectors, including the Ontario Department of Mines and such mining companies as Hollinger Consolidated Gold Mines and St. Joe Minerals Corporation. It was not intentional that he be outnumbered today by metallurgists. Of our four witnesses, three are metallurgists. Dr. Ginn brings the perspective of the Prospectors and Developers Association, which he serves as vice-president. Dr. Ginn, please.

Dr. Robert Ginn (Vice-President, Prospectors and Developers Association of Canada): Thank you very much, Mr. Gervais.

Mrs. Sparrow, hon. members of Parliament, ladies and gentlemen, it is an honour for me to represent the Prospectors and Developers Association of Canada, which I will hereafter refer to as PDAC, and to stand in for our president, Mr. John Larch. Mr. Larch regrets he is unable to be here. As perhaps many of you know, John Larch and his friend and colleague Mr. Don MacKinnon, who we also thought might be here today, are co-stakers and discoverers of the Emerald gold camp.

• 0955

The PDAC has over 4,000 members, all resident in the provinces and territories of Canada. In fact, we have some members from outside of Canada. In the main we represent individual prospectors and junior mining companies. We strive to protect the right and opportunity of our members to contribute significantly to the development of mining in Canada. Certainly both Mr. Larch and Mr. MacKinnon, whom I have mentioned, epitomize the hard-working, independent risk-takers who have been so important to our industry and to our country and who have formed the hard core of our membership for about 60 years.

The PDAC is pleased with the analysis of our industry as presented at the Canadian Mineral Outlook Conference held yesterday, although we do not necessarily subscribe to all the points of view presented by the speakers. The presentation of the Mineral and Metal Policy of our government by the Hon. Mr. Merrithew was a welcome and fitting climax to the day.

[Traduction]

que pour la plupart, vous l'avez parcouru et vous pourrez interroger le ministre sur son document de politique une fois qu'il aura terminé son exposé.

Je voudrais souhaiter la bienvenue à M. Bob Horton. M. Horton est dans l'auditoire. Il est directeur du U.S. Bureau of Mines. Monsieur Horton.

Des voix: Bravo.

Le vice-président: Mesdames et messieurs, notre quatrième et dernier témoin ce matin est M. Robert Ginn, président de *Novamin Resources Inc.* M. Ginn a une formation de géologue et il a oeuvré au sein des secteurs privé et public, notamment au ministère ontarien des Mines et pour des compagnies minières comme la *Hollinger Consolidated Gold Mines* et la *St. Joe Minerals Corporation*. Ce n'est pas à dessein qu'aujourd'hui il ait cédé en nombre aux métallurgistes. De nos quatre témoins, trois sont métallurgistes. M. Ginn va nous exposer la perspective de l'Association des prospecteurs et des promoteurs, dont il est le vice-président. Monsieur Ginn, s'il vous plaît.

M. Robert Ginn (vice-président, Association des prospecteurs et des promoteurs du Canada): Merci beaucoup, monsieur Gervais.

Madame Sparrow, mesdames et messieurs, j'ai l'honneur de représenter l'Association des prospecteurs et des promoteurs du Canada, dont je parlerai maintenant sous le sigle APPC, et je remplace aujourd'hui notre président John Larch. M. Larch vous prie de l'excuser car il n'a pas pu venir. Comme beaucoup d'entre vous le savent sans doute, John Larch et son ami et collègue Don MacKinnon qui devaient également venir aujourd'hui sont les coprésidents et les découvreurs de la mine d'or Emerald.

L'APPC réunit plus de 4,000 membres, qui sont tous résidents d'une province ou d'un territoire canadien. Toutefois, l'association compte des membres qui vivent à l'étranger. Nous représentons essentiellement des prospecteurs et des jeunes compagnies minières. Nous essayons de protéger le droit et la possibilité pour nos membres de participer de façon substantielle à la mise en valeur du secteur minier au Canada. M. Larch comme M. MacKinnon, dont j'ai parlé, sont l'exemple même des entrepreneurs indépendants qui travaillent avec ardeur et courent des risques, qui ont eu une telle importance pour le secteur et notre pays et qui forment l'essentiel de nos adhérents depuis environ 60 ans.

L'Association est heureuse de l'analyse du secteur tel qu'elle a été présentée à la Conférence sur les perspectives minières au Canada qui s'est tenue hier, bien que nous ne soucrivions pas nécessairement à tous les points de vue exprimés par les orateurs. Le clou de la journée, fort bienvenu, a été la présentation de la politique métallurgique et minière de notre gouvernement par l'honorable Merrithew.

[Text]

To discuss and analyse the three documents before us today would be too ambitious a task to undertake in the time allotted here; that is, the Report of the Nielsen Task Force, the Second Report of the Standing Committee on Energy, Mines and Resources, and the just-released policy statement of our government.

Our association considers that there are three fundamental needs of our members to carry out their chosen work effectively. These needs are like the legs of a milking stool. All three legs, all three factors, are necessary to support effective mineral exploration. To withhold or remove even one of these three support factors would cause our work to collapse.

The three factors are data base support or provision, financial support or provision, and technological support or provision. Although many other factors are essential to providing an attractive exploration environment, these are the three factors that our association considers to be most directly influenced by the policies of our federal government and which I will address today.

First, a sound data base: Canada's geological, geophysical, and geochemical reports and maps are the envy of many other countries and have been the foundation of a great many successful Canadian exploration programs. The federal government should continue to provide these fundamental geoscientific data, as well as commodity studies and the study and synthesis of global ore body models as they may be related to Canadian geological environments. This high-quality data base is essential to attract and sustain successful exploration.

Second, supportive and stable financial policies: As has been said earlier, mineral exploration is a high-risk and a costly activity. Yet the discovery of an ore body or a camp pays back the risk-taker many, many fold. We have only to consider the benefit to both local communities and the Canadian tax base resulting from such discoveries as Hemlo, Casa Barardi, Mascot, Harkor Holoway, and numerous other deposits across Canada resulting from work which might not have been performed—certainly would not have been performed during the past four or five years—without the encouraging tax regime which we have experienced and which has resulted from enlightened federal policies.

I guess we know we are talking about flow-through share financing here. This has been a win, win, win mechanism. Our highly skilled and well-educated exploration personnel have remained for the most part employed throughout a period of prolonged economic depression in our industry. Certainly they have won. Junior and more mature mining companies have been sustained and have enjoyed support and growth through investment by Canadian shareholders. They have won. The tax base of Canada has been strengthened and increased far in excess of any apparent or illusory loss of

[Translation]

Il serait trop ambitieux de prétendre discuter et analyser les trois documents dont nous sommes saisis aujourd'hui, étant donné les contraintes de temps. Nous avons entre les mains le rapport du groupe de travail Nielsen, le deuxième rapport du Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources, et la déclaration de politique que le gouvernement vient de rendre publique.

Notre association estime qu'il y a trois besoins fondamentaux qu'il faut satisfaire pour que nos membres puissent mener à bien leurs activités. Ces besoins sont comme les pieds d'un trépied. Tous les trois, les trois facteurs, sont nécessaires pour soutenir une prospection minière efficace. Si l'un des trois éléments fait défaut, notre travail est voué à l'échec.

Au nombre de ces trois facteurs on compte l'appui d'une base de données, le soutien financier et le soutien technologique. Même si d'autres facteurs sont essentiels pour créer un climat de prospection intéressant, notre association estime que ces trois facteurs sont les plus vulnérables aux politiques du gouvernement fédéral et j'en ferai mon propos aujourd'hui.

Tout d'abord, la base de données: les rapports géochimiques, géophysiques et géologiques au Canada de même que les cartes font l'envie de bien d'autres pays et constituent la fondation d'un grand nombre de programmes de prospection fructueux au Canada. Le gouvernement devrait continuer à offrir ces données géoscientifiques fondamentales de même que les études sur les minerais et l'étude et la synthèse des modèles globaux de minerai dans la mesure où cela intéresse le climat géologique canadien. Une base de données de premier ordre est fondamentale pour attirer les prospecteurs et les soutenir dans leurs activités.

Deuxièmement, il faut des politiques financières stables et encourageantes: comme on l'a dit plus tôt, la prospection minière est une activité coûteuse qui comporte de grands risques. Toutefois, la découverte d'un filon est très rentable pour ceux qui courent des risques. On n'a qu'à considérer les avantages que cela comporte pour les localités et l'assiette fiscale canadienne et on doit songer à cet égard aux découvertes comme Hemlo, Casa Barardi, Mascot, Harkor Holoway et bien d'autres. Ces découvertes n'auraient pas eu lieu, certainement pas au cours des quatre ou cinq dernières années, sans l'encouragement du régime fiscal car elles sont résultat de politiques fédérales éclairées.

Je suppose que vous savez tous que nous parlons ici des actions accréditives. C'est un mécanisme épatant. Nos explorateurs très bien formés et très compétents ont pu continuer d'être employés tout au cours de la période de dépression économique prolongée que notre secteur a connue. Ils sont donc gagnants. Les petites et les grandes sociétés minières ont bénéficié de l'appui des actionnaires canadiens, ce qui leur a permis de connaître une certaine croissance. Ces sociétés ont été gagnantes. L'assiette des impôts du Canada a été renforcée et augmentée beaucoup plus que toute perte apparente ou illusoire de revenus

[Texte]

tax revenue. All Canadian taxpayers and citizens have won.

• 1000

Madam Chairman, I realize that this matter of tax policy is not of direct concern to your committee. However, it is so important to the health and survival of the members of our association and to our industry at large, which you and your committee are serving by your good work, that it is incumbent on me to speak to the matter of retaining this excellent, enlightened tax policy. Without it, the provisions of the mineral and metal policy of the Government of Canada, which we received yesterday, would affect perhaps only a few of our group, with many of us existing within our profession as invalids or as corpses.

Thirdly, technological support: The role of the prospector is to discover an ore body. The role of a developer is to create a mine. To be competitive on the world scene, we must have the most effective equipment and the most efficient methods available to us. Our association endorses the work of CANMET and echoes the comments of Professor Bergman and Dr. Curlook, and we also are pleased with the goals of MITEC, as they have been outlined, to solve both extractive problems and to provide first-class Canadian expertise to our industry on a consultative and advisory basis.

We, too, are troubled somewhat by the concept of total cost recovery, and I hope "total" is not an operative word. Many of the members of our association cannot afford to retain expensive private industry consultants, and at least would benefit greatly and continue to benefit greatly by steering, or counselling, or advice, as to the direction in which to seek advice in order to be cost-effective if they have to pay for it.

We also see as essential to the growth of mining in Canada the opening of our hinterland and frontiers by extending access routes and power lines. Yesterday, Mr. Barry Dykers referred to the effectiveness of our rail system. We do not always need rail, but we do need a way of getting to the properties and getting ore out. Our north will be developed, but improved infrastructure is essential to achieve this development. We are pleased to see mention of the north and its recognition for its great potential in the policy we received yesterday.

Thank you, Madam Chairman, Mr. Vice-Chairman, and members of your committee, for providing the Prospectors and Developers Association of Canada this opportunity to present these views and comments.

The Vice-Chairman: Thank you very much, Dr. Ginn, and we will certainly tell your colleague, John Larch, that you did an excellent job on his behalf. We see John almost on a weekly basis.

As you will notice, ladies and gentlemen, the Minister has joined us, but before I call on the Minister to address

[Traduction]

fiscaux. Tous les contribuables canadiens et tous les citoyens ont gagné grâce à ce programme.

Madame la présidente, je sais que la question de la politique fiscale n'intéresse pas directement votre Comité. Néanmoins, elle est tellement importante pour le bien-être et la survie des membres de notre association et de notre industrie en général, qui fait l'objet des travaux fort méritoires de votre Comité, qu'il m'incombe de vous parler de l'importance qu'il y a à conserver cette excellente politique fiscale. Sans elle, les dispositions de la politique du gouvernement concernant les minéraux et les métaux, que nous avons reçues hier, n'auraient une incidence que sur quelques membres de notre groupe. Beaucoup d'entre nous seraient dans une situation très difficile si la politique était supprimée.

Troisièmement, l'appui technique. Le rôle du prospecteur est de découvrir les gisements de minerai. Le rôle du promoteur est de mettre en valeur une mine. Si nous voulons être compétitifs sur le marché mondial, il faut avoir l'équipement et les méthodes les plus efficaces. Notre association applaudit au travail fait par CANMET et s'associe aux remarques faites par le professeur Bergman et M. Curlook. Nous sommes également satisfaits des objectifs de MITEC, dès qu'on nous les a exposés, qui sont de résoudre les problèmes d'extraction et de fournir des experts-conseils canadiens les plus compétents à notre industrie.

La notion de recouvrement total des coûts nous préoccupe également. J'espère que le mot «total» n'est pas le mot clé. Beaucoup des membres de notre association ne peuvent pas se permettre d'engager des experts-conseils privés qui coûtent très cher. Ils bénéficieraient énormément d'un service d'orientation quant au choix rentable d'experts-conseils, s'ils doivent les payer.

Pour assurer la croissance de l'industrie minière, nous jugeons qu'il faut prolonger les routes d'accès et les lignes à haute tension dans l'arrière-pays. Hier, M. Barry Dykers a parlé de l'efficacité de notre réseau ferroviaire. Nous n'avons pas toujours besoin des lignes ferroviaires, mais il faut pouvoir accéder au terrain et en sortir le minerai. Le Grand Nord sera mis en valeur, mais il faut avoir une meilleure infrastructure à cette fin. Nous sommes heureux de constater qu'on fait allusion au Grand Nord et à ses grandes possibilités dans le document que nous avons reçu hier.

Merci, madame la présidente, monsieur le vice-président, distingués membres du Comité, d'avoir donné à la *Prospectors and Developers Association of Canada* cette occasion d'exprimer son point de vue.

Le vice-président: Merci beaucoup, monsieur Ginn. Nous allons certainement dire à votre collègue John Larch que vous avez fait un excellent travail de remplacement. Nous voyons John presque toutes les semaines.

Comme vous l'avez constaté, mesdames et messieurs, le ministre est maintenant parmi nous. Avant de lui donner

[Text]

the group, I would like to recognize a few of our colleagues. We have Dave Nickerson from the Northwest Territories, who is the member for Western Arctic. We also have Stan Darling, the member for Parry Sound—Muskoka; Don Ravis, the member for Saskatoon East; and John MacDougall, the Member for Timiskaming.

Ladies and gentlemen, we are very privileged to have our Minister here. Gerry Merrithew is a very hard-working Minister and a very knowledgeable one. As most of you know, Gerry served as Minister for Resources in New Brunswick. He knows the resource industries very well, and does an excellent job for us.

I would like to now call upon the Minister to address the gathering. Mr. Merrithew.

Hon. Gerald S. Merrithew (Minister of State (Forestry and Mines)): Thank you, Aurèle, Madam Chairman, other members, and friends from the mining industry. I am delighted to be with you at this particular hearing and I want to congratulate the committee. I think this is the first time... and I think it is probably the committee's own idea. While back to back we had the Mineral Outlook Conference, which was interesting, challenging perhaps, followed by the MAC annual meeting, we had an opportunity with many of the leaders in the mining community to let them have input to the views, first of all, of the politicians and perhaps even more so, and more importantly, to have us hear your views. I just think it is a very, very good idea and probably worth pursuing another year. I am delighted to see so many people out here from the industry and we welcome an opportunity to exchange views with you.

• 1005

I understand that this morning, besides hearing Dr. Ginn and Dr. Curlook, you have heard my deputy minister, who probably dealt with the issue of the study team on natural resources. And of course, what followed up on that, the implementing body that is trying to make things happen out of that task force, the Ministerial Task Force on Program Review.

I think overall this committee has had a lot to do with it. This Energy, Mines and Resources Committee had a lot to do with that particular report. We did not agree—and it is reasonable to assume that we would not or could not agree with everything that came out of that—but I think, as Dr. Perron has mentioned, we have implemented a large number of the recommendations of the report.

One of the biggest and perhaps most important recommendations to come out of the report was what we did yesterday, that is, fulfil the need for a federal mineral policy. The task force report indicated that we should probably work toward or develop a national policy. That is very desirable, and everybody in this room would agree with that. But it is much more difficult to fulfil a national

[Translation]

la parole, je tiens à présenter certains de nos collègues. Il y a Dave Nickerson, qui vient des Territoires du Nord-Ouest, et qui est le député de l'Arctique de l'Ouest. Il y a également Stan Darling, député de Parry Sound—Muskoka; Don Ravis, député de Saskatoon-Est; et John MacDougall, député de Timiskaming.

Mesdames et messieurs, c'est pour nous un grand privilège que de recevoir le ministre. Gerry Merrithew travaille très dur et connaît très bien le domaine. Comme la plupart d'entre vous le savent, Gerry a déjà été ministre des Ressources du Nouveau-Brunswick. Il connaît très bien les industries primaires, et il fait un travail excellent.

Je tiens maintenant à donner la parole au ministre. Monsieur Merrithew.

L'honorable Gerald S. Merrithew (ministre d'État (Forêts et Mines)): Merci, Aurèle, madame la présidente, distingués membres du Comité, et chers amis de l'industrie minière. Je suis très heureux de pouvoir comparaître ici Aujourd'hui et je voudrais féliciter le comité. Je pense que c'est la première fois... et que l'idée vient probablement du comité lui-même. Coup sur coup, nous avons eu la Conférence sur les perspectives minières, qui s'est révélée très intéressante, pleine de défis même, puis l'assemblée annuelle de l'Association minière du Canada, ce qui a permis aux politiciens d'entendre le point de vue de nombreux responsables de la collectivité minière et surtout, ce qui est peut-être encore plus important, nous a permis de connaître votre opinion. Je pense qu'il s'agit là d'une excellente idée qui mérite d'être reprise une autre année. Je me félicite de voir que tant de gens de notre secteur sont réunis ici aujourd'hui et c'est avec plaisir que je me prépare à échanger nos points de vue.

J'imagine que ce matin, après vous être entretenus avec MM. Ginn et Curlook, vous avez entendu mon sous-ministre aborder probablement la question du groupe d'étude sur les ressources naturelles. Bien entendu, il aura abordé ensuite la question de l'organisme qui s'efforce de mettre en application les recommandations du groupe de travail ministériel chargé de l'examen des programmes.

Je considère que le rôle de ce comité, dans son ensemble, a beaucoup à voir avec tout cela. Le Comité de l'énergie, des mines et des ressources a beaucoup à voir avec ce rapport en particulier. Nous ne sommes pas tombés d'accord, et l'on peut raisonnablement supposer que nous ne pourrions pas être d'accord sur tout ce qui est sorti de ce rapport, mais j'estime, comme l'a fait remarquer M. Perron, que nous avons mis en application un grand nombre de recommandations du rapport.

L'une des principales recommandations, peut-être la plus importante, qui figure dans ce rapport, est celle dont nous avons traité hier, en l'occurrence, la nécessité de répondre au besoin d'une politique minière fédérale. Dans son rapport, le groupe d'étude a indiqué qu'il nous faudrait vraisemblablement chercher à élaborer une politique nationale. C'est là un objectif tout à fait

[Texte]

policy when the constitutional jurisdiction for the mining industry and many others rests with the provinces. However, we felt it important to develop a federal strategy to tell the mining industry where we are coming from. Yesterday I had the opportunity to release that and I will talk a bit about that today before we entertain questions.

Comme vous le savez, j'ai rendu publique hier, à l'issue de la Conférence sur les perspectives minérales, la politique minière du gouvernement du Canada. Cette politique découle de deux des principaux objectifs de l'actuel gouvernement, à savoir, le renouveau économique et l'harmonie fédérale-provinciale.

Many of our legislative and regulatory initiatives have been aimed at allowing the private sector to do the job it is best designed to do. That is, it is your job out there to create wealth and jobs for Canada. We think it is our job to assist you in any way possible and to put as few roadblocks in your way to create wealth and jobs. So the Government of Canada seeks to compete in an increasingly tight international—the mining industry, of course—in the international environment.

The policy we brought down yesterday reflects what we expect from the minerals and metals sector and I think it lays out in a very concise way what you should expect from your federal government.

The second thrust is federal-provincial relations. As I noted yesterday in the Mineral Outlook Conference, I guess Canada's resource industries simply cannot afford to have governments working at cross-purposes. I was a provincial Minister for 12 years. Let me tell you, the federal-provincial meetings during those years were not always very pleasant. I guess it is our view and the view of this government that we must reconcile our differences in the interests of a better Canada. There is no room to work at cross-purposes any more. We have a hard enough time and your industry has a hard enough time to compete world-wide without having undue competition and differences of opinion between the jurisdictions that make up this great country. So we set out our federal role there.

The contents of the policy statement should not come as a surprise to anyone. It is a product of a long gestation period. It involved provincial Mines Ministers.

[Traduction]

souhaitable, personne ne me contredira dans cette salle. Il n'en reste pas moins qu'il est loin d'être facile de mettre en oeuvre une politique nationale, lorsqu'on sait que la compétence constitutionnelle en matière d'industrie minière et dans nombre d'autres secteurs appartient aux provinces. Nous considérons cependant qu'il est important d'élaborer une stratégie fédérale pour que l'industrie minière sache d'où nous partons. Hier, j'ai eu la possibilité de divulguer cette stratégie et j'aimerais vous en parler un peu aujourd'hui avant de passer aux questions.

As you know, I released yesterday the Government of Canada mineral policy, at the end of the Mineral Outlook Conference. This policy stems from the two main objectives of the present government in Canada, namely, the economic renewal and the federal-provincial harmony.

La plupart des initiatives que nous avons prises en matière législative et réglementaire, ont eu pour but de permettre au secteur privé de faire tout ce qu'il sait si bien faire. En effet, notre rôle est de créer de la richesse et des emplois au Canada. Nous considérons qu'il nous appartient de vous aider dans toute la mesure du possible et d'éviter au maximum de vous mettre des bâtons dans les roues lorsque vous créez de la richesse et des emplois. Le gouvernement du Canada s'efforce donc de faire en sorte que notre pays soit concurrentiel dans l'un des secteurs les plus difficiles, je me réfère bien entendu à l'industrie minière, sur le marché international.

La politique que nous avons rendue publique hier est le reflet de ce que nous attendons du secteur minier et je pense qu'elle précise de manière très concise ce que vous pouvez attendre d'autre part du gouvernement fédéral.

La deuxième grande orientation est celle des relations fédérales-provinciales. Comme je l'ai fait remarquer hier au cours de la Conférence sur les perspectives minérales, je pars du principe que les secteurs des ressources naturelles au Canada n'ont tout simplement pas les moyens de se retrouver face à des gouvernements agissant en ordre dispersé. J'ai été ministre provincial pendant 12 ans. Laissez-moi vous dire que pendant toutes ces années, les conférences fédérales-provinciales ne m'ont pas toujours paru très drôles. Je suppose que c'est aussi votre avis et mon gouvernement pense avec vous qu'il faut abolir nos différends dans l'intérêt du Canada. Nous ne pouvons plus agir en ordre dispersé. Nous avons eu suffisamment de difficultés et votre industrie a rencontré suffisamment de difficultés à l'échelle mondiale face à la concurrence, pour que l'on évite désormais les tiraillements et les divergences d'opinions inutiles entre les différentes provinces qui composent ce grand pays. Voilà donc où se situe le rôle de notre gouvernement fédéral.

Quant au fond, cette déclaration de politique ne devrait surprendre personne. Elle est le résultat d'une longue maturation. Les ministres provinciaux des mines y ont participé.

[Text]

[Translation]

• 1010

We put out several papers widely throughout the industry. We consulted academia. We consulted labour. I had my own national advisory committee on the mining industry review it. It was reviewed by the Ministers meeting with Bob Layton in Charlottetown in 1985. And of course it has been widely circulated.

So there should be no surprises in it. Yet it is important that we do state where we are heading as a government.

The policy set out six objectives. Taken together, these objectives represent the thrust of future federal actions towards the minerals and metals sector, not only in my department, but in other federal agencies as well.

I am not going into detail on all of those. Many of you heard them yesterday. But I do want just quickly to run through them, to refresh your memory. I know there may be some people here who were not here when we released it yesterday or who have not had a chance to read the document.

The first is a fair and balanced fiscal and regulatory environment. We want the mining industry in Canada to have a regulatory and fiscal environment that gives mining companies the freedom to take initiatives and to react to a changing world and at the same time be responsible, corporate citizens of Canada. So we made an ongoing commitment to weigh the impact of regulatory changes.

That is the best thing I think our government can do for you. We cannot, as a government, always create jobs. People always expect us to. The best thing governments can do for you is stay out of your way as much as possible, to create the kind of climate that makes it enticing for you to reach into your back pocket, invest millions of dollars, take big risks, and create jobs and wealth for Canada.

So the second thing is we want to foster the development of the minerals and metals sector as a foundation for regional economic development. The P and D will tell you how important that is. The members of this committee, almost all of them, come from the regions of Canada, where mining is immensely important. So we think mining and the metals industry can be a major tool for regional development. We think exploration—and I know John Larch and the P and D would agree to this—is a major tool for regional development.

Nous avons diffusé plusieurs études auprès des intervenants du secteur. Nous avons consulté les universitaires. Nous avons consulté les syndicats. J'ai créé mon propre comité consultatif national sur l'industrie minière pour revoir cette politique. Elle a été examinée lors de la réunion des ministres avec Bob Layton à Charlottetown en 1985. Bien entendu, elle a été largement diffusée.

Elle ne contient donc pas de surprises. Il n'en reste pas moins important de bien préciser où nous allons en tant que gouvernement.

Cette politique se fixe six objectifs. Mis ensemble, ces objectifs représentent le fondement de toutes les mesures que prendra à l'avenir le gouvernement fédéral vis-à-vis du secteur des mines et des métaux, non seulement au sein de mon ministère, mais aussi dans les autres organismes fédéraux.

Je ne vais pas entrer dans les détails. Nombre d'entre vous en ont entendu parler hier. Laissez-moi cependant les évoquer rapidement, pour vous rafraîchir la mémoire. Je sais que certaines personnes ici présentes n'étaient pas là hier lorsque nous avons divulgué cette politique ou n'ont pas encore eu la possibilité de lire le document.

Le premier objectif consiste à mettre en place une fiscalité et un cadre de réglementation juste et impartial. Nous voulons que le secteur minier au Canada soit régi par des règlements et par une fiscalité qui donnent aux sociétés minières toute liberté pour prendre des initiatives et pour s'adapter à un monde en pleine évolution, tout en se comportant en citoyens responsables et respectueux des lois du Canada. Nous nous sommes donc engagés à l'avenir à évaluer l'effet des changements apportés à la réglementation.

Je pense que c'est le mieux que puisse faire notre gouvernement pour vous. Nous ne pouvons pas toujours, en tant que gouvernement, créer des emplois. La population s'attend toujours à ce que nous le fassions. Le meilleur service que puissent vous rendre les gouvernements, c'est de vous encombrer le moins possible, de créer le climat le mieux à même de vous inciter à sortir de vos poches des millions de dollars pour investir, à prendre de gros risques, à créer des emplois et de la richesse au Canada.

En second lieu, nous voulons faire du développement du secteur des mines et des métaux le fondement de notre politique de développement économique régional. Les membres de l'Association des prospecteurs vous diront combien cela est important. Les membres de ce Comité viennent presque tous des régions du Canada où l'industrie minière revêt une importance primordiale. Nous considérons donc que le secteur des mines et des métaux peut être un outil fondamental de développement régional. Nous considérons que l'exploration, et je sais que John Larch et l'Association des prospecteurs seraient d'accord avec moi sur ce point, est un outil primordial de développement régional.

[Texte]

Our third objective called for improved technological performance in all facets of the industry. Technological innovation has been critical in the sector's ability to remain competitive. One day I would like to do a paper or a talk on just how important that is, and how significant are the productivity gains your industry has achieved over the last few years. Without those kinds of productivity gains, I am sure we would not be in the industry today, competing as well as we are, despite the fact, as everybody knows, that we have gone through very difficult periods. But it can be qualified, I am sure, and I would like somebody to dwell on that.

So policy strengthens the role of the private sector in determining the priorities for government's own research efforts and ensuring the cost of this research. Our work must complement the needs of the industry in an ever-increasing competitive environment. I would add that we will no doubt be working closely with the Mining Association of Canada's MITEC, the body overseeing the mining industry's new R and D initiative. I congratulate MAC for that.

The fourth objective is directed at labour and community adjustment. It is a sad commentary that most mines, when you open them, are finite, and one day you will preside over their closing. There are a few outstanding examples, particularly in Europe, where this has not happened. We are not quite that old, but generally speaking, we know the day we open it that we are going to have to plan for the adjustments the community will have to make in closing. So we have to be aware of that. We are going to work with labour, we are going to bring to bear all of the programs of our government, to assist the communities and to assist individuals to try to adjust when a mine closes.

I guess we have pointed out very forcefully—as forcefully as we can—that we do not see the role of our government as trying to prop up unprofitable mines and keep communities going, as attractive as that may be economically and politically, for sure. It is very difficult, sometimes, to fight off those temptations. But first of all, there is not enough money in Canada to maintain all the unprofitable mines we have had and reopen those that have closed for very obvious and very good reasons.

The fifth objective is to co-operate with industry to facilitate enhanced mineral and metal exports and access to new and traditional markets. There are areas where the government can assist and support the private sector's

[Traduction]

Notre troisième objectif consiste à améliorer la performance technique de tout le secteur. Les innovations techniques ont joué un rôle clé en permettant au secteur de rester compétitif. J'aimerais un jour avoir l'occasion de publier un document ou de faire un exposé montrant toute l'importance de ce facteur et faisant état de tous les gains de productivité qu'a su réaliser votre secteur au cours des dernières années. Sans ces gains de productivité, je suis sûr que nous ne serions plus aussi compétitifs que nous le sommes aujourd'hui dans ce secteur en dépit du fait, nous le savons tous, que nous avons eu des passes très difficiles. Certaines choses ont peut-être encore besoin d'être précisées, j'en suis persuadé, et j'aimerais que quelqu'un vienne compléter le tableau que je viens de brosser.

Notre politique veut donc renforcer le rôle du secteur privé en déterminant les priorités de recherche propres au gouvernement et en s'assurant du coût de ces recherches. Nos travaux doivent répondre aux besoins de l'industrie sur un marché de plus en plus concurrentiel. J'ajouterais que nous collaborerons sans doute étroitement avec MITEC, le nouvel organe de l'association minière chargé de superviser les activités de recherche et de développement de l'industrie minière. Je félicite l'AMC de cette initiative.

Le quatrième objectif est lié à l'adaptation de la main-d'œuvre et des collectivités. C'est avec tristesse que l'on doit constater que la plupart des mines, au moment où on les ouvre, n'ont qu'une durée de vie limitée et qu'il faudra un jour assister à leur fermeture. Il y a quelques exceptions remarquables, notamment en Europe. Nous n'avons pas un tel passé, mais, de manière générale, nous savons, au moment où nous ouvrons une mine, qu'il nous faut prévoir une réadaptation de la collectivité environnante au moment de sa fermeture. Il nous faut donc en être conscients. Nous allons travailler la main dans la main avec les syndicats, nous allons faire appel à tous les programmes de notre gouvernement pour aider les collectivités et les personnes à s'adapter dans toute la mesure du possible, au moment de la fermeture des mines.

Je pense que nous avons bien fait comprendre, en faisant état de toute la force de persuasion dont nous sommes capables, que le gouvernement n'a pas, à notre avis, pour rôle de chercher à maintenir artificiellement en vie des mines non rentables de façon à donner un ballon d'oxygène aux collectivités qui les abritent, quels que soient les avantages économiques ou politiques que l'on puisse en retirer. Il est parfois bien difficile de résister à la tentation. Il ne faut pas oublier, cependant, qu'il n'y a pas suffisamment d'argent dans tout le Canada pour maintenir en vie toutes les mines non rentables et rouvrir celles qui ont dû fermer pour des raisons bien évidentes.

Le cinquième objectif est de collaborer avec l'industrie afin de favoriser les exportations de minerais et de métaux et de faciliter l'accès à des marchés nouveaux ainsi qu'aux marchés traditionnels. Il y a des domaines dans lesquels le

[Text]

marketing efforts. The policy outlines a variety of means to accomplish this.

I do not have to tell anyone in this room that you can produce all you want, inventory all you want, but if you are not selling and selling at a price that at least meets your costs then you are going nowhere and cannot survive. So it is immensely important that we try to save the existing market you have and to try to access any new markets that may be developing. As you well know, that is a very competitive world out there and we are not the only people trying to develop new markets.

Finally, the federal government has a role in timely and accurate economic, technical, scientific information—providing it not only to you but to provinces and to the private sector. We have to improve our data base. We have to know. We have to have market strategies. We have to have market intelligence on various commodities. We have to do a lot better job on that. That is a thing we can do and are doing a better job at, and I think we can even improve on that.

This is the new Federal Mineral Policy, and that is what it is all about. I feel confident that the key concerns of the Ministerial Task Force on Program Review, your committee, provinces, and industry have been addressed. It is a flexible and supportive approach that respects the jurisdiction of the provinces and underlines our confidence in the private sector as the driving force for investment and growth in the minerals and metals industry.

I will conclude at this point. If anyone should like to address questions to me, or to some people who might be more knowledgeable—probably most people in this room—I will be glad to try to respond to them.

Thank you.

The Vice-Chairman: Thank you very much, Mr. Minister, for your most enlightening talk.

There are three microphones in the audience. For any of you who have any questions on the Mineral Policy paper or any questions in general about mining in Canada, while the Minister is here we would be glad to entertain your questions. When you go to the microphone, identify yourself and state any organization you might be representing, and then ask your questions.

Mr. Foster: Mr. Chairman, can the members of the committee put questions?

The Vice-Chairman: Absolutely.

[Translation]

gouvernement est en mesure d'aider et d'appuyer le secteur privé dans ses efforts de commercialisation. Notre politique établit divers moyens pour y parvenir.

Je n'étonnerai personne ici en disant que l'on peut toujours produire tout ce que l'on veut, faire tous les stocks que l'on veut, mais que cela ne mène à rien et qu'il est impossible de survivre si l'on ne vend pas et à un prix au moins supérieur aux coûts de production. Il est donc primordial d'essayer de conserver les marchés que vous pouvez avoir et d'accéder aux nouveaux marchés susceptibles de se développer. Vous le savez tous, la concurrence est très serrée dans ce secteur et nous ne sommes pas le seul pays à chercher à trouver de nouveaux débouchés.

Enfin, le gouvernement fédéral a un rôle à jouer en fournissant, en temps utile, une information de qualité sur le plan économique, technique et scientifique, non seulement à vous-mêmes, mais aussi aux provinces et au secteur privé. Nous devons améliorer notre base de données. Nous devons améliorer notre connaissance. Nous devons nous doter de stratégies de commercialisation. Nous devons réunir des informations sur les débouchés des différents produits. Nous avons beaucoup de progrès à faire dans ce domaine. C'est une chose que nous pouvons faire, que nous faisons de mieux en mieux et, à mon avis, que nous pouvons faire encore mieux.

Voici en quoi consiste la nouvelle politique minière fédérale. Je suis certain qu'elle répond aux grandes préoccupations du groupe de travail ministériel chargé de l'examen des programmes, de votre Comité, des provinces et de l'industrie en général. C'est une politique souple, empreinte d'un esprit de collaboration, qui respecte la compétence des provinces et qui témoigne de la confiance que nous avons dans le secteur privé en tant que source principale d'investissement et de croissance dans l'industrie des mines et des métaux.

Je conclurai sur ce point. Je suis prêt à répondre aux questions que l'on voudra me poser et à entendre les commentaires des personnes mieux au courant que moi de la question, ce qui est probablement le cas de la plupart des gens présents dans cette salle.

Je vous remercie.

Le vice-président: Merci beaucoup, monsieur le ministre, de votre excellente intervention.

Il y a trois microphones dans la salle. Si quelqu'un désire poser au ministre une question concernant le document établissant la politique minière ou, de manière générale, l'industrie minière au Canada, nous sommes prêts à l'entendre. Au moment de parler au micro, veuillez vous identifier et préciser l'organisation que vous représentez éventuellement. Vous pourrez ensuite poser votre question.

M. Foster: Monsieur le président, les membres du Comité ont-ils la possibilité de poser des questions?

Le vice-président: Bien évidemment.

[Texte]

Mr. Foster: I have a presentation on behalf of the Town of Elliot Lake, who were pleased to receive an invitation to attend this meeting this morning but unfortunately were not able to attend. This essentially is in the form of a letter, and I will only summarize because I know that others here want to make presentations as well.

In this letter from the Town of Elliot Lake, they outline a number of concerns with the Nielsen Task Force report, essentially agreeing with many of the observations the committee has made. I would like to re-emphasize them on behalf of the town, which is totally dependent on mining for its livelihood.

The first item deals with the CANMET Laboratory which is there and which the Minister was so kind to open officially just last year. It is doing a great job for the industry. The town makes the point that they do not think the activities of CANMET should solely be dealing with market-orientated research, but should as well continue to do work relating to health and safety and the welfare of workers. They also believe that any funds provided by the industry itself should be to enhance the work of CANMET and not be an integral part of their budget. They would like to see the budgets for the CANMET research being done with grants, more specialized research being provided from the private sector. They emphasize that they are opposed to seeing the CANMET facilities privatized.

On general concerns, they outline their support for seeing a separate ministry of mines, which has been a long-standing position. They would also like to see that the Canadian International Development Agency not be funding development of mining operations in international development which will be in direct competition with Canadian producers. I think that is well understood in our industry and in communities like Elliot Lake. We would like to see decentralization of the research sectors; for instance, the Precambrian Geology Branch and research, we think, should be located in northern Ontario, preferably in Elliot Lake but if not there, in some other sector of the shield.

• 1020

To reiterate the comment by the Minister this morning with regard to fiscal policies, we have to have fiscal policies which allow us to compete internationally. They suggest, for instance, that the flow-through share arrangement which we have had for the last three or four years might be extended for initial development work and emphasize that the flow-through share arrangement be retained in the tax reform legislation which is coming down later this spring.

Thank you, Mr. Chairman. I could go on at a great deal more expanse but I know there are many who want to make presentations here this morning.

[Traduction]

M. Foster: Je fais ici une intervention au nom de la municipalité d'Elliot Lake, qui a été heureuse d'être invitée à assister à la réunion de ce matin, mais qui n'a malheureusement pas pu se présenter. Il s'agit en l'occurrence d'une lettre que je me contenterai de vous résumer, car je sais que bien d'autres personnes désirent intervenir.

Dans cette lettre, la municipalité d'Elliot Lake se fait l'écho d'un certain nombre de préoccupations au sujet du groupe d'étude Nielsen, se montrant pour l'essentiel d'accord avec les observations du Comité. J'aimerais reprendre les arguments de cette municipalité, qui est entièrement tributaire de l'industrie minière pour sa survie.

Le premier point porte sur le laboratoire CANMET qui est installé dans cette ville et que le ministre a eu l'obligeance d'ouvrir officiellement l'année dernière. Ce laboratoire fait beaucoup pour l'industrie. La ville insiste sur le fait que CANMET ne devrait pas faire uniquement des recherches axées sur le marché, mais continuer à oeuvrer parallèlement dans le domaine de la santé, de la sécurité et du bien-être des travailleurs. Elle considère par ailleurs que tous les crédits versés par l'industrie elle-même devraient servir à étendre les activités de CANMET et non faire partie intégrante de son budget. Elle aimerait que le budget de recherche de CANMET provienne de subventions, des recherches plus spécialisées étant fournies par le secteur privé. Elle insiste sur le fait qu'elle s'oppose à une privatisation des installations de CANMET.

Sur le plan des préoccupations plus générales, la municipalité est favorable, comme elle l'est depuis longtemps, à la création d'un ministère des Mines distinct. Elle aimerait bien par ailleurs que l'Agence canadienne de développement international ne finance pas, dans le cadre de la coopération internationale, la mise en valeur d'exploitations minières venant directement concurrencer les exploitations canadiennes. Je pense que l'on a bien compris cela au sein de notre industrie et dans des localités comme Elliot Lake. Nous aimerions que le secteur de la recherche soit décentralisé; ainsi par exemple, la direction chargée des recherches en géologie précambrienne devrait être à notre avis installée dans le nord de l'Ontario, de préférence à Elliot Lake mais, de toute façon, dans un secteur du bouclier canadien.

Nous répétons ce qu'a déclaré le ministre ce matin au sujet de la politique fiscale; il nous faut des politiques fiscales qui nous permettent de faire face à la concurrence sur les marchés internationaux. La municipalité propose, par exemple, que le mécanisme des actions accréditives que nous avons connu ces trois ou quatre dernières années soit étendu aux travaux de premier établissement et que l'on conserve ces actions accréditives dans la loi de la réforme fiscale qui est prévue pour la fin du printemps.

Merci, monsieur le président. Je pourrais m'étendre longuement sur ce sujet, mais je ne voudrais pas écourter le temps de parole de nombreuses autres personnes qui désirent intervenir.

[Text]

The Vice-Chairman: Mr. Minister, do you want to respond?

Mr. Merrithew: Thank you, Mr. Chairman, Madam Chairman. I want to congratulate Dr. Foster. He has always been interested of course in things which affect his own profession, agriculture, but coming from a northern riding, he has always shown a great interest in the mining field as have many of the other MPs in our House of Commons.

I will quickly comment on all of these, if you do not mind, Maurice. Number one, you said please do not cut back on CANMET's involvement in health, mine safety and protection of the environment. I assure you we will not. It is spelled out in the policy that there will be no reduction in the federal funding of CANMET and that any direct support from industry be considered as an enhancement.

I guess the view is that there are probably not a lot of additional dollars floating around for many departments, as we try to control the deficit, which is immensely important to your industry as well, but we will try to use our funds to lever funds from the private sector. We hope that that will mean enhanced dollars for research in the type of things that CANMET does so well.

Secondly, that CANMET absolutely not be privatized. There is no intention of privatizing CANMET at this time.

Items of general concern. A Ministry of Mines—we have heard that before. This committee has made that recommendation—are you listening, Prime Minister?—but it is the Prime Minister's prerogative obviously; he handles the machinery of government. I know he is very concerned about ministries without proliferating them unduly.

You said that CIDA should not provide support for foreign mineral development projects. The mandate of CIDA, of course, is Third World development. That has been addressed on page 11 of the document. Perhaps I could read it:

The Canadian International Development Agency takes fully into account the economic viability of the project, its developmental impact on the recipient country and...

This is the important part.

... its impact on international mineral markets and its effect upon Canadian industry.

[Translation]

Le vice-président: Monsieur le ministre, voulez-vous apporter une réponse?

M. Merrithew: Merci, monsieur le président, madame la présidente. Je voudrais rendre hommage à M. Foster. Il s'est bien entendu toujours intéressé aux différentes choses qui touchent à sa profession, l'agriculture, mais comme il nous vient d'un comté du nord, il a toujours fait preuve par ailleurs d'un grand intérêt pour les questions minières comme nombre d'autres députés de la Chambre des communes.

J'aimerais apporter quelques commentaires sur toutes ces questions, si vous le permettez, Maurice. En premier lieu, vous nous adjurez de ne pas réduire le rôle joué par CANMET dans le domaine de la santé, de la sécurité minière et de la protection de l'environnement. Je vous garantis que nous ne toucherons pas à ce rôle. Notre politique établit clairement qu'il n'y aura aucune réduction des crédits versés par le fédéral à CANMET et que toute aide directe de l'industrie sera considérée comme un supplément.

J'imagine que l'on se dit qu'il n'y a probablement pas des quantités de dollars attendant d'être mis à la disposition de nombreux ministères, étant donné que nous nous efforçons de lutter contre le déficit, lutte dont l'intérêt est grand pour votre industrie elle aussi, mais nous nous efforcerons d'utiliser les crédits à notre disposition pour attirer ceux du secteur privé. Nous espérons que cela amènera un plus grand nombre de crédits pouvant être consacrés aux recherches pour lesquelles CANMET est particulièrement qualifiée.

En second lieu, il n'est pas question de privatiser CANMET. Nous n'avons pas l'intention de privatiser CANMET pour l'instant.

Je passe maintenant aux questions d'intérêt général. La question du ministère des Mines a déjà été soulevée auparavant. Ce Comité a fait cette recommandation; l'avez-vous entendue, monsieur le Premier ministre? Car en fait la décision appartient sans conteste au Premier ministre; c'est lui qui détermine la structure du gouvernement. Je sais qu'il s'intéresse beaucoup à différents ministères sans vouloir pour autant qu'il y ait une trop grande prolifération.

Vous nous avez dit qu'il ne fallait pas que l'ACDI finance les projets de mise en valeur des gisements miniers à l'étranger. Le mandat de l'ACDI est bien entendu celui du développement du Tiers-Monde. Nous avons abordé la question à la page 11 du document. Peut-être serait-il bon que je vous cite le passage concerné:

L'Agence canadienne de développement international tient entièrement compte de la viabilité économique des projets, de leur effet sur le développement du pays bénéficiaire...

Il s'agit là de la partie importante.

... de leur incidence sur les marchés internationaux des minéraux et de leur répercussion sur l'industrie canadienne.

[Texte]

We will keep putting forward the views of the Canadian mining industry on projects they come forward with.

You mentioned that an effort should be made by EMR towards decentralization. After having gone through a certain episode about 8 or 10 weeks ago at the Surveys and Mappings Branch I am not sure I even want to talk about it. About a third of all the civil servants in Canada are located in Ottawa—in the United States it is about 10% or 11%—so we do have a very, very large gathering of the people who serve the Government of Canada. It seems to me the mood is away from that now and we do not consider it as a real priority. We have enough on our plate now to deal with. But we know it has been markedly successful, and it is a possibility we might consider then.

• 1025

That we maintain fiscal policies that encourage research, exploration, development. We absolutely agree.

And the last one, maintain and enhance flow-through share financing. I have made my views known publicly on that particular issue. Mr. Wilson knows my views. He knows the views of your industry. He is very, very knowledgeable on that issue and on business generally. He has a very large task in front of him, to try to simplify our tax system, to implement needed reform, to widen the base, to lower the corporate tax and the private tax levels, where possible, and to eliminate over time, perhaps, or immediately, some of the tax shelters. He has to try to counterbalance all of that.

The view I have given to him—and he knows it very well—is that we think, as has been mentioned here by Dr. Ginn this morning, that it has been a tool that has served the mining industry extremely well. It has made things happen in regions of Canada where things probably would not happen. Exploration would essentially, in my view, dry up without it. He is aware of those things; and of course, any of you should feel free to reiterate your views at any time you wish, to me or to the government as a whole, or to Mr. Wilson directly.

The Vice-Chairman: Thank you, Minister.

Mr. Edwards.

Mr. Edwards: Mr. Chairman, I want to congratulate you on doing this. I think this is an excellent move, an innovation in our standing committees, and I think it is bound to have positive results. I can assure our colleague, Maurice Foster, that government members are lobbying the Prime Minister very intensively to have the proper recognition due to a full-fledged ministry, and we hope that happens in the near future.

[Traduction]

Nous continuerons à faire connaître l'opinion de l'industrie minière canadienne sur les projets qui lui seront présentés.

Vous nous avez dit qu'un effort de décentralisation devait être fait par EMR. Après l'expérience qu'il m'a été donné de faire il y a quelque huit ou dix semaines à la Direction des relevés et de la cartographie, je ne suis pas sûr de vouloir aborder la question. Un tiers environ des fonctionnaires du Canada habitent à Ottawa—aux États-Unis ce pourcentage est de 10 ou 11 p. 100—de sorte que nous avons ici une très forte concentration de gens au service du gouvernement du Canada. Il me semble que l'idée n'est plus dans l'air maintenant et nous ne considérons pas qu'il s'agisse là d'une véritable priorité. Nous avons suffisamment à faire par ailleurs. Mais nous savons que nous avons eu beaucoup de succès et il se peut que nous envisagions plus tard cette possibilité.

Nous sommes absolument d'accord avec la mise en oeuvre de politiques fiscales encourageant la recherche, l'exploration et le développement.

Enfin, on nous demande de conserver et d'étendre le mécanisme de financement au moyen des actions accréditives. Je pense avoir fait connaître publiquement mon point de vue sur cette question. M. Wilson sait ce que j'en pense. Il sait ce qu'en pense votre industrie. Il est compétent, très compétent, dans ce domaine, et en ce qui a trait au monde des affaires en général. Il a la très lourde tâche de simplifier autant que faire se peut notre système fiscal, de mettre en place une réforme nécessaire, d'élargir l'assiette fiscale, d'abaisser les taux d'imposition sur le revenu des entreprises et des particuliers, dans la mesure du possible, et de supprimer à terme et, dans certains cas, immédiatement, une partie des abris fiscaux. Il lui a fallu concilier toutes ces choses.

Je lui ai fait savoir, et il est parfaitement au courant, que nous considérons, comme l'a rappelé ici même M. Ginn ce matin, qu'il s'agit là d'un outil qui a particulièrement bien servi les intérêts de l'industrie minière. Grâce à cet outil, des choses ont bougé dans certaines régions du Canada qui n'auraient autrement enregistré aucune activité. Sans lui, les activités d'exploration se réduiraient à mon avis comme une peau de chagrin. Il sait tout cela et, bien entendu, vous êtes toujours libre de nous rappeler votre point de vue à tout moment, à moi-même ou au gouvernement dans son ensemble, ou encore directement à M. Wilson.

Le vice-président: Merci, monsieur le ministre.

Monsieur Edwards.

M. Edwards: Monsieur le président, je voudrais vous féliciter de votre initiative. Je pense qu'il s'agit d'une excellente chose, d'une innovation dans le cadre des travaux de nos comités permanents et je pense que cela ne peut amener que des résultats positifs. Je peux garantir à notre collègue Maurice Foster que les députés de la majorité font le siège du Premier ministre pour qu'il accorde la place qu'il mérite à un ministère en bonne et

[Text]

I would like to direct the attention of the committee and this distinguished gathering to the fact that one of the most interesting provinces—to me the most interesting province in Canada, because I am from Alberta—in our confederation lacks a Minerals Development Agreement between the province and the federal government. There is a risk of those of us from Alberta being branded stereotypically as “hydrocarboniferous”; but there is a lot more to Alberta minerals than coal and oil and gas, or at least we think there is. Certainly when a province like Prince Edward Island has an MDA covering gravel pits—with all respect to Prince Edward Island—we feel since we have a reasonable chunk of the Canadian Shield in our province it would be appropriate to have a Minerals Development Agreement.

It is my understanding that the initiative truly has to come from the provincial government. I want to draw to your attention, sir, and members of the committee, to the fact that the Alberta Chamber of Resources has been playing a key leadership role in bringing the province on-side and stimulating it to make the appropriate approach to the federal government. The Alberta Chamber of Resources represents 180 Alberta mineral corporations.

One of the difficulties I think has been the reluctance of certain resource-based provinces to get involved with the federal government; and given some of our political and economic history, I can understand that. However, we are of the view that this climate has changed substantially. I would like to ask Mr. Dennis Love, President of the Alberta Chamber of Resources, to deposit with the committee the proposal the Alberta Chamber of Resources has put forward to instigate a Minerals Development Agreement between Alberta and the Government of Canada. If it would be appropriate, Mr. Chairman, I would ask Mr. Love to come forward and deposit it with the clerk of the committee.

Thank you very much for this opportunity.

The Vice-Chairman: Thank you, Jim. If you want to file your position paper officially, it should be filed with the clerk of the committee.

Mr. Edwards: I will ask Mr. Love to do that now.

The Vice-Chairman: Mr. Love.

Mr. Dennis Love (President, Alberta Chamber of Resources): Mr. Chairman, thank you. I shall do that fairly soon. If you do not mind, I would like to make a few comments.

[Translation]

due forme et nous espérons assister à la création d'un tel ministère dans un proche avenir.

J'aimerais attirer l'attention du Comité et des membres distingués de l'audience sur le fait que l'une des provinces qui présentent le plus d'intérêt, la plus intéressante à mes yeux au Canada puisque je viens de l'Alberta, n'a pas passé au sein de notre Confédération d'accord de développement minier avec le gouvernement fédéral. Nous courons le risque en Alberta de recevoir l'étiquette de province «à hydrocarbures» alors qu'il y a bien d'autres choses en Alberta que du charbon, du gaz et du pétrole, ou du moins nous le pensons. Puisqu'une province comme l'Île-du-Prince-Édouard possède un accord de développement minier s'appliquant aux gravières, sauf tout le respect que je dois à l'Île-du-Prince-Édouard, nous considérons que puisque nous avons un bon morceau du bouclier canadien dans notre province, il serait légitime de pouvoir compter sur un accord de développement minier.

A mon avis, cette initiative doit nécessairement provenir du gouvernement provincial. Je voudrais vous signaler, monsieur le ministre, et messieurs les membres du Comité, que l'*Alberta Chamber of Resources* a joué un rôle clé pour amener la province à faire son bout de chemin, l'encourageant à entreprendre les démarches nécessaires auprès du gouvernement fédéral. L'*Alberta Chamber of Resources* représente 180 sociétés minières de l'Alberta.

L'une des difficultés provient à mon avis du fait que certaines provinces qui s'intéressent à l'exploitation des ressources naturelles hésitaient par le passé à s'allier au gouvernement fédéral et, au vu de notre histoire politique et économique, je peux les comprendre. Toutefois, nous considérons que ce climat a beaucoup changé. Je voudrais demander à M. Dennis Love, président de l'*Alberta Chamber of Resources*, de déposer devant le Comité la proposition élaborée par l'*Alberta Chamber of Resources* pour que soit signé un accord de développement minier entre l'Alberta et le gouvernement du Canada. Si vous n'y voyez pas d'inconvénient, monsieur le président, je demanderais à M. Love de s'avancer et de remettre ce document au greffier du Comité.

Je vous remercie beaucoup de m'accorder cette possibilité.

Le vice-président: Merci, Jim. Si vous voulez déposer officiellement votre document d'orientation, il vous faut le faire auprès du greffier du Comité.

M. Edwards: Je demande à M. Love de le faire dès à présent.

Le vice-président: Monsieur Love.

M. Dennis Love (président, Alberta Chamber of Resources): Merci, monsieur le président. Je vais le faire tout à l'heure. Si vous le voulez bien, j'aimerais faire quelques observations.

[Texte]

[Traduction]

• 1030

The Alberta Chamber of Resources, working with Alberta Energy and the Alberta Geological Survey, has developed a draft proposal seeking an Alberta Mineral Development Agreement. I am bringing this to your attention today for the purpose of significantly increasing the awareness that Alberta industry clearly believes mineralization exists. Alberta has never in the past considered the possibility of obtaining an MDA, mainly due to the fact our province has been viewed as oil, gas, coal, and agriculture.

The Alberta Chamber of Resources would like to go on record indicating that a Mineral Development Agreement will go a long way toward increasing Alberta's geoscience data base, resulting in Alberta becoming an attractive province for minerals exploration and, ultimately and hopefully, minerals exploitation.

Clearly, it is the responsibility of the Alberta government to apply for an MDA. We expect this will happen, hopefully in the not too distant future. Therefore, the Alberta Chamber of Resources requests the support of this committee for an Alberta Mineral Development Agreement. The Alberta Chamber of Resources believes an MDA will go a long way towards diversification of Alberta's economy, which is absolutely essential in order to get away from a dependency upon world energy prices alone to determine our future.

On that note, I would like to thank you for this opportunity to make mention of the chamber and the MDA. I would also like to go on record supporting the excellent work by the Minister and his staff with respect to the Mineral Development Policy. I would also like to go on record supporting Mr. Ginn's comments from the Prospectors and Developers Association—very good comments. And I would like to thank our Member of Parliament, Jim Edwards, for his comments.

Thank you.

The Vice-Chairman: Thank you very much, Mr. Love; and if you would file the paper with the clerk, we would appreciate it.

Ladies and gentlemen, before we call on the Mayor of Timmins, I would like to let you know that you can ask questions of any of the committee members or the witnesses who spoke this morning, and the Minister, of course, and committee members can ask questions of each other. It is a free form for asking questions.

The Minister would like to respond, Your Worship, just before you ask questions.

L'Alberta Chamber of Resources, oeuvrant en collaboration avec l'Alberta Energy et l'Alberta Geological Survey, a élaboré un projet de rédaction d'un accord de développement minier avec l'Alberta. Je porte ceci à votre attention aujourd'hui pour que l'on prenne conscience que l'industrie de l'Alberta croit en la vocation minière de la province. L'Alberta n'a jamais envisagé de signer par le passé un accord de développement minier en raison principalement que notre province était considérée comme étant consacrée au pétrole, au gaz, au charbon et à l'agriculture.

L'Alberta Chamber of Resources voudrait que l'on sache qu'un accord de développement minier permettrait d'accroître considérablement la base de données géoscientifiques de l'Alberta, ce qui en ferait une province plus intéressante pour l'exploration minière et par la suite, on peut l'espérer, pour l'exploitation minière.

De toute évidence, c'est au gouvernement de l'Alberta qu'il incombe de demander la signature d'un accord de développement minier. Nous espérons qu'il en sera ainsi, et le plus rapidement possible. En conséquence, l'Alberta Chamber of Resources demande que le comité l'aide à obtenir la signature d'un accord de développement minier pour l'Alberta. L'Alberta Chamber of Resources estime que cet accord permettra de diversifier dans une large mesure l'économie de l'Alberta, chose absolument indispensable si l'on veut éviter de dépendre des seuls prix internationaux de l'énergie pour notre avenir.

Ceci étant dit, je voudrais vous remercier de m'avoir offert la possibilité de parler de l'Alberta Chamber of Resources et de l'accord de développement minier. J'aimerais aussi que soit consigné au procès-verbal l'excellent travail réalisé par le ministre et son personnel au sujet de la politique minière fédérale. Je voudrais aussi qu'il soit constant que j'appuie M. Ginn, de la Prospectors and Developers Association, qui vous a présenté d'excellents arguments. J'aimerais aussi remercier notre député, Jim Edwards, de ses commentaires.

Je vous remercie.

Le vice-président: Merci beaucoup, monsieur Love; nous vous saurions gré de déposer le document auprès du greffier.

Mesdames et messieurs, avant de donner la parole au maire de Timmins, je voudrais que vous sachiez qu'il vous est possible de poser des questions à l'un quelconque des membres du comité ou des témoins qui ont comparu ce matin, ainsi qu'au ministre, bien entendu. Je préciserais que les membres du comité peuvent se poser entre eux des questions. Il s'agit d'une période de questions totalement libre.

Le ministre aimerait répondre, monsieur le maire, juste avant que vous posiez votre question.

[Text]

Mr. Merrithew: Thank you, Mr. Chairman. I met Mr. Love yesterday. He cornered me, as many people did, and I like that. I enjoy doing that.

I was in the House when Jim Edwards made his plea for a Mineral Development Agreement for Alberta. And that was mentioned, Jim. They are very pleased and very supportive of you in putting forward their position out there.

It is true, Alberta seems to have been picked on, in that it is the only province without an MDA. We have nine of them, plus one with the Yukon.

I want to mention one thing. First of all, I should clarify, your province has not asked us for one yet, officially. I suspect the Hon. Neil Webber will be approaching me. We have discussed or chatted about it, but there has been no formal request yet.

The second point I want to make is they are economic and regional development agreements, and they are presently under review. We want to know in the government if they are effective—if they are effective in pursuing the aims and objectives of the federal government, not only the provincial government—and what the province has to do.

I have been involved in an awful lot of these. I have signed in my lifetime, both at the provincial and federal level, an awful lot of them. The way to do it, Mr. Love and Mr. Edwards, is to make sure your province puts it forward as a priority. If the province does not say, look, among many competing priorities, this is what we want. . . That is the reason British Columbia got such a very large forestry agreement, because their caucus and their government indicated to our government, look, priority number one is forestry. And they got a very, very fat agreement. I guess we have to make sure the province says it is a priority. However, we are not adverse at all to considering one should an initiative be brought forward.

The Vice-Chairman: Thank you, Minister.

Ladies and gentlemen, this morning when I introduced the Mayor of Timmins, what I forgot to do is to tell you that he is the president of a national organization called the Association of Gold Mining Communities of Canada.

• 1035

That association was formed in the 1940s, I believe, when gold was pegged at \$37 or \$38 an ounce. They are the organization that brought about the emergency gold mining assistance, and the organization has continued since.

Your Worship, you are on.

[Translation]

M. Merrithew: Merci, monsieur le président. J'ai rencontré hier M. Love. Il m'a coupé toute retraite, comme l'ont fait bien d'autres personnes, et son attitude m'a plu.

J'étais à la Chambre lorsque Jim Edwards a présenté sa requête en vue de la signature d'un accord de développement minier pour l'Alberta. On m'en a parlé, Jim. Tout le monde est très heureux et appuie fortement l'initiative que vous avez prise ici.

Il est vrai que l'Alberta semble avoir été choisi à dessein, en ce sens que c'est la seule province qui n'a pas d'accord de développement minier. Nous en avons neuf, plus un avec le Yukon.

Je voudrais préciser une chose. En premier lieu, je voudrais bien que l'on sache que votre province ne nous a pas encore demandé officiellement la signature d'un tel accord. Je suppose que l'honorable Neil Webber me contactera à cette fin. Nous en avons discuté à bâtons rompus, mais il n'y a pas encore eu de demande officielle.

La deuxième chose que j'aimerais souligner, c'est qu'il y a des accords de développement économique et régional qui sont actuellement en cours de révision. Nous aimerions savoir au gouvernement s'ils sont efficaces, et s'ils ont atteints les buts et les objectifs du gouvernement fédéral, non seulement de ceux du gouvernement provincial, et nous aimerions savoir ce que la province doit faire.

Je suis intervenu à satiété dans ce domaine. J'ai signé au cours de ma vie, tant au niveau provincial qu'au niveau fédéral, une quantité innombrable de ces accords. Ce qu'il vous faut faire, monsieur Love et monsieur Edwards, c'est vous assurer que votre province en fait une priorité. Si votre province ne vous dit pas, voilà, parmi les nombreuses priorités en présence, c'est ça que l'on veut faire. . . Voilà pourquoi la Colombie-Britannique a réussi à obtenir un accord forestier d'une telle envergure, c'est en raison du fait que son caucus et que son gouvernement ont fait savoir à notre gouvernement que la forêt constituait sa priorité numéro un. Par suite, elle a obtenu un bon accord, un excellent accord. Je suis d'avis qu'il faut nous assurer que la province en fait une priorité. Néanmoins, nous envisagerons volontiers la question à partir du moment où l'initiative est lancée.

Le vice-président: Merci, monsieur le ministre.

Mesdames et messieurs, lorsque je vous ai présenté ce matin le maire de Timmins, j'ai oublié de vous dire qu'il était président d'une organisation nationale qui s'intitule *Association of Gold Mining Communities of Canada*.

Cette association s'est constituée dans les années 1940, je pense, période où le prix de l'or était fixé à 37\$ ou 38\$ l'once. C'est cette organisation qui a amené l'adoption de la Loi d'urgence sur l'aide à l'exploitation des mines d'or et elle a poursuivi ses activités depuis lors.

Monsieur le maire, vous avez la parole.

[Texte]

His Worship Mayor V. Power (City of Timmins): Mr. Vice-Chairman, Mr. Minister, members of the standing committee, ladies and gentlemen, it is a pleasure to bring you greeting from the City of Timmins, which this year is 75 years young. I would like to congratulate the Hon. Minister and all those responsible for the comprehensive document that has been published.

I would like to draw your attention to item No. 4 under Objectives—Labour and Community Adjustment. On page 10, I notice in black type:

The Government of Canada remains committed to working with labour organizations and mining communities, along with provincial and territorial governments, to assist the workers affected by industry rationalization and to enable mining communities to achieve their full economic potential.

It is this matter of achieving the full economic potential of mining communities that I want to address today. I think the federal government has a responsibility to provide funding for infrastructure. I know it is not showy and it does not get a lot of attention, but the only way that a mining community can achieve its full economic potential is to have the proper sewer and water mains in place, and all the infrastructure that is required, so that they can go ahead not only with mining but with other industries.

It is not good enough to be told that the federal government does not have programs for this type of thing because, first of all, a few years ago the federal government did find, as a pilot project, money for a program that we brought about. Secondly, quite frankly, if they can find money for General Motors, they can find money for anybody.

My feeling is that the federal government has to get actively involved in providing infrastructure for mining municipalities and that the time to start is now.

I notice also in black type on page 10:

The Government of Canada will actively encourage initiatives by labour and management which seek to enhance communication and permit both parties to participate jointly in strengthening Canada's minerals and metals sector.

As far as communication goes, I certainly appreciate the opportunity to have it here, and I certainly would hope that the initiatives that are mentioned include the problem of infrastructure. I am sure that ways can be found, special acts can be legislated, and special agencies can be formed. Frankly, we cannot accept the argument

[Traduction]

Son honneur le maire V. Power (ville de Timmins): Monsieur le vice-président, monsieur le ministre, distingués membres du Comité permanent, mesdames et messieurs, je suis heureux de vous présenter les salutations de la ville de Timmins, qui vient de fêter ses 75 ans. Je félicite le ministre et toutes les personnes qui ont travaillé à la préparation du document très complet qui vient d'être publié.

J'aimerais attirer votre attention sur l'objectif n° 4, Adaptation de la main-d'oeuvre et des localités. J'ai noté un passage en caractères gras à la page 10 et le voici:

Le gouvernement du Canada reste déterminé à collaborer avec les organisations ouvrières et les localités minières, ainsi que les autorités provinciales et territoriales, afin d'aider les travailleurs touchés par la rationalisation de l'industrie et de permettre aux localités minières de réaliser tout leur potentiel économique.

J'aimerais aborder avec vous cette question de la réalisation par les localités minières de leur plein potentiel économique. Je pense que la responsabilité d'assumer le financement des dépenses d'infrastructure incombe au gouvernement fédéral. Je sais que ce n'est pas le genre d'activités qui attirent beaucoup d'attention, mais, pour qu'une localité minière puisse atteindre son plein potentiel économique, il faut absolument que l'infrastructure soit en place, notamment les conduites d'eau et les collecteurs d'égout, pour qu'elle puisse s'occuper non seulement d'activités minières mais des autres secteurs industriels.

Il ne suffit pas de dire que le gouvernement fédéral n'a pas les programmes qui conviennent à ce genre d'activités parce que, tout d'abord, le gouvernement fédéral a mis sur pied, il y a quelques années, un projet pilote et il a réussi à trouver les fonds nécessaires comme nous le demandions. Deuxièmement, il me paraît évident que, s'il peut trouver des fonds pour *General Motors*, il peut en trouver pour n'importe qui.

Je pense que le gouvernement fédéral doit s'occuper activement de la mise en place des infrastructures destinées aux localités minières et qu'il doit commencer immédiatement à le faire.

J'ai également noté le passage suivant en caractères gras à la page 10:

Le gouvernement du Canada encouragera activement les initiatives des travailleurs et des directions d'entreprise qui viseront à améliorer les communications et à permettre aux deux parties de collaborer au renforcement du secteur des minéraux et des métaux au Canada.

Pour ce qui est des communications, je dois dire que je suis très heureux de l'occasion qui m'est donnée ici et j'espère que les initiatives mentionnées dans le rapport viseront la question de l'infrastructure. Je suis certain qu'il est possible de trouver les moyens de le faire, d'adopter des lois spéciales et de constituer des organismes

[Text]

that the federal government is not in a position to provide programs for this type of thing.

Thank you.

The Vice-Chairman: Thank you, Mr. Mayor. Mr. Minister, would you like to respond?

Mr. Merrithew: Vic, let me tell you, if my mayor were here, she would be saying the same thing. In fact, I was on municipal council, so I know municipal politics fairly well. They have made their views known and they feel that the Government of Canada has a responsibility to put in infrastructure that will indirectly attract industries and improve the community, and all the other good things.

We have two problems with that—I know you do not accept them, but I am going to say them anyway. Number one: municipalities are the children of provinces. We do help them in any way we can. Essentially, the linkage has to be municipality-provincial. That is the reason we got rid of MSUA many years ago—the Ministry of State for Urban Affairs.

Number two: I am not sure there is enough money in Canada to create all the municipal infrastructure that is required. I know what it is like in my province. In fact, I was in the provincial government when the federal government bailed out of the previous program without notice.

But while there is sympathy, we have those two major problems: one of jurisdiction, the other of money. But I know we have not heard the end of this, Vic. I got your message.

The Vice-Chairman: Thank you, Minister.

Mr. Minister, we, of course, are faced with this problem by the municipalities almost on a daily basis. And what happens in smaller communities, where the tax base is very limited through a limited assessment, the municipalities have borrowed almost to the limit. They are governed in Ontario by the Ontario Municipal Board. They are unable to get additional funds and their sewage and water mains are in a state of disrepair to the point at which, as you know—you have been in municipal government—the further development of those towns or cities is frozen, because they have not got adequate capacity through either water or sewage systems or disposal or whatever.

So it is a problem, Your Worship. I have mentioned it several times in caucus and I know other members have. But, as the Minister said, it is a question of jurisdiction and also of the availability of funds. But we thank you

[Translation]

spécialisés. Je dois vous dire franchement que je ne peux croire que le gouvernement fédéral n'est pas en mesure de mettre sur pied des programmes pour régler ce problème.

Merci.

Le vice-président: Merci, monsieur le maire. Monsieur le ministre, voulez-vous répondre à cette intervention?

M. Merrithew: Je dois vous dire, Vic, que, si ma mairesse était là, elle dirait la même chose. En fait, je faisais partie du conseil municipal et je connais assez bien la politique municipale. Les municipalités ont fait connaître leur position sur ce sujet et elles pensent qu'il appartient au gouvernement du Canada de mettre en place l'infrastructure qui leur permettra d'attirer de façon indirecte des industries, d'améliorer la situation de la localité et d'obtenir d'autres avantages.

Cette position soulève, d'après nous, deux problèmes. . . je sais que vous n'êtes pas d'accord, mais je vais tout de même les mentionner. Premièrement, les municipalités sont la création des provinces. Nous les aidons certes chaque fois que nous le pouvons. Mais c'est avec leur province que les municipalités entretiennent des liens privilégiés. C'est pourquoi nous avons supprimé le MAU, il y a des années. . . le ministère des Affaires urbaines.

Deuxièmement, je doute que le Canada soit assez riche pour mettre en place, au niveau des municipalités, l'infrastructure nécessaire. Je connais la situation qui existe dans ma province. En fait, je faisais partie du gouvernement provincial lorsque le gouvernement fédéral s'est retiré, sans préavis, d'un programme déjà en place.

Nous partageons vos préoccupations, mais nous nous heurtons à deux problèmes principaux: un problème de compétence et un problème financier. Je sais fort bien que la question n'en restera pas là, Vic. Je pense avoir compris l'essentiel de votre intervention.

Le vice-président: Merci, monsieur le ministre.

Monsieur le ministre, nous sommes confrontés à ce problème, qui se situe au niveau des municipalités, de façon quotidienne ou presque. Et qu'arrive-t-il aux localités de petite taille dont l'assiette fiscale est fort réduite et qui ont dû emprunter au maximum de leur capacité? En Ontario, elles dépendent de la Commission des affaires municipales de l'Ontario. Elles n'arrivent pas à obtenir des fonds supplémentaires et leurs systèmes d'égouts et de conduites de distribution d'eau sont dans un tel état, comme vous le savez. . . ayant fait partie d'un gouvernement municipal. . . que le développement de ces villes et cités est arrêté, parce qu'elles ne peuvent répondre à la demande, en raison de l'insuffisance de leurs systèmes de distribution d'eau, d'égouts ou de vidange, etc.

Il s'agit là d'un problème grave, monsieur le maire. J'en ai parlé à plusieurs reprises lors des réunions du caucus et je sais que d'autres députés l'ont également mentionné. Mais, comme le ministre l'a déclaré, il y a un

[Texte]

very much for your presentation on behalf of the municipalities.

Any further questions, ladies and gentlemen? It is our chance to get a crack at the Minister. You do not get that every day. It is your meeting.

Mr. D. Nutter (General Manager, Northwest Territories Chamber of Mines): Thank you, Mr. Vice-Chairman and committee members.

I have a point I would like to raise with the Minister. I should introduce myself actually. My name is Dave Nutter. I am the General Manager of the Northwest Territories Chamber of Mines, from Yellowknife.

Looking at your objectives in the policy document released yesterday, and item (f) with respect to economic and scientific information and the provision of timely information in these areas, we have a problem in the Northwest Territories, particularly in Yellowknife, in that information from your department is not readily available. Government of Canada publications were formerly sold to the public through DIAND offices, the Department of Indian Affairs and Northern Development offices in Yellowknife. This is no longer the case. As I understand it, it results from a federal initiative some years ago to have the private sector take over the sale and distribution of government publications.

Further, as I understand it, the publishing department pays for the printing of publications, but then they go to the Department of Supply and Services and if a department, either the publishing department or some other department wishes to sell these to the public, they must again repurchase these from DSS which, as I see it, results in a double payment. But that is not really the problem. The problem is that this results in some disincentive, particularly when the department that sells the publication to the public then has to turn over the revenue to general revenues, so they do not really receive any revenue from the sale.

So we find that both EMR and DIAND in Yellowknife are reluctant to have Government of Canada publications available for sale in Yellowknife, though they do sell maps published by EMR. I am not quite sure why they find they are able to sell the maps and not publications, but that is the case.

I support, or I understand the need or the desire for government to privatize the sale of its publications, but G of C publications are not really hot items among the general public. However, they are very important to the mining industry. And they are important in a timely fashion. We have been complaining to both departments for some time, the fact that we cannot receive or access these publications readily in Yellowknife, that they are

[Traduction]

problème de compétence ainsi que de disponibilité des fonds. Je voudrais néanmoins vous remercier beaucoup d'avoir présenté ces doléances au nom des municipalités.

Y a-t-il d'autres questions, mesdames et messieurs? Nous avons l'occasion de poser des questions au ministre, ce qui n'arrive pas tous les jours. A vous de saisir cette occasion.

M. D. Nutter (directeur général, Northwest Territories Chamber of Mines): Merci, monsieur le vice-président, distingués membres du Comité.

Il y a une question que j'aimerais poser au ministre. Je devrais commencer par me présenter. Je m'appelle Dave Nutter. Je suis le directeur général de la *Chamber of Mines* des Territoires du Nord-Ouest, à Yellowknife.

J'ai examiné les objectifs mentionnés dans l'énoncé de politique publié hier, notamment le paragraphe f) qui porte sur la production de renseignements économiques, techniques et scientifiques précis et à jour, et je dois signaler l'existence d'un problème dans les Territoires du Nord-Ouest et, en particulier, à Yellowknife, parce qu'il est difficile d'obtenir de votre ministère ce genre de renseignements. Auparavant, les publications du gouvernement du Canada étaient vendues au public par l'intermédiaire des bureaux du MAIN, par les bureaux du ministère des Affaires indiennes et du Nord à Yellowknife. Ce n'est plus ce qui se passe actuellement. La situation a été modifiée, si j'ai bien compris, à la suite d'une initiative fédérale qui remonte à quelques années, d'après laquelle le secteur privé devait désormais s'occuper de la vente et de la distribution des publications gouvernementales.

En outre, c'est le ministère qui désire publier un document qui assume les frais d'impression et qui doit ensuite transmettre au ministère des Approvisionnement et Services les documents. Lorsqu'un ministère, soit le ministère qui a préparé le document ou un autre, désire vendre ce document, il doit le racheter du MAS, ce qui entraîne, d'après moi, un double paiement. Mais ce n'est pas là que réside véritablement le problème. Le problème est qu'une telle situation n'incite pas le ministère à être très actif dans ce domaine, en particulier puisque le ministère qui vend la publication au public doit verser les revenus qu'il en tire aux recettes générales et qu'il ne reçoit donc, en pratique, aucun revenu de cette vente.

C'est pourquoi nous constatons que le MEMR et le MAIN hésitent tous deux à mettre en vente à Yellowknife les publications du gouvernement du Canada, bien qu'ils vendent tout de même les cartes publiées par le MEMR. Je ne comprends pas très bien pourquoi ils vendent des cartes et non des publications, mais c'est ce qui se passe.

Je suis en faveur de la privatisation de la vente des publications du gouvernement du Canada, ou du moins je peux comprendre pourquoi le gouvernement désire le faire ou le juge utile, mais il faut reconnaître que les publications officielles n'intéressent pas beaucoup le grand public. Ces publications sont néanmoins très importantes pour l'industrie minière. Il est également important que ces publications soient à jour. Nous nous sommes plaints

[Text]

available through offices in Ottawa or Calgary but not readily available in Yellowknife.

One of the suggestions that has been put to us by some federal civil servants is that copies of these publications are available, single copies are available in the resident geologist's office, and perhaps my members would like to drop into the resident geologist's office in Yellowknife, borrow his copy for the afternoon, make marginal notes, copy the relevant pages and then go off to the field and use these marginal notes to carry out their exploration activity. That would save them both the cost of purchasing a government publication as well as the time it takes to get a copy from Ottawa.

That is not a satisfactory solution. I feel that between yourself, Mr. Minister, and the Hon. Mr. McKnight, some mechanism should be established to have these publications available for sale in Yellowknife, rather than having to go through the difficulties of getting these from Calgary or Ottawa.

Thank you.

The Vice-Chairman: Mr. Minister, would you like to repond?

Mr. Merrithew: Dr. Perron.

Dr. Perron: The Minister has decided it is an administrative matter!

Some hon. members: Oh, oh!

Dr. Perron: This is indeed a subject of concern to us. Quite clearly, it has been the government's policy for quite some time now to use to the largest extent possible the services that could be provided through the private sector. But this must not be seen as a unique way of delivering the goods and services of government, obviously.

• 1045

When it comes to the types of services that come from surveys and mapping, all the geological surveys, alternate ways could be developed in co-operation with the provinces where the provinces have their own network of distribution of documents.

In the case we have here with the Northwest Territories, quite clearly this is something we have to look at. It seems that we have a problem there we have not been able to solve, and all I can say is that we will take a serious look at the concern you have expressed.

Is there anything Chris Findley, from the Geological Survey of Canada, would like to add?

Dr. D.C. Findley (Acting Director General, Continental Geoscience and Mineral Resources Branch, Geological Survey of Canada): I can say that it is a long-

[Translation]

aux deux ministères à plusieurs reprises du fait qu'il n'est pas facile d'avoir accès à ces publications à Yellowknife ou de les recevoir alors qu'il est possible de les obtenir dans les bureaux d'Ottawa ou de Calgary, mais pas à Yellowknife.

Certains fonctionnaires nous ont fait la suggestion suivante: il est possible d'obtenir des copies de ces publications; il est possible de se procurer une copie au bureau du géologue résident; les intéressés pourraient donc se rendre au bureau du géologue résident à Yellowknife, emprunter sa copie pour quelques heures, prendre des notes, copier les pages qui les intéressent et se rendre ensuite sur le terrain en utilisant ces notes pour effectuer leurs travaux d'exploration. Ceci leur éviterait d'avoir à acheter une publication du gouvernement et d'avoir à attendre l'arrivée d'une copie provenant d'Ottawa.

Cette solution ne me paraît pas satisfaisante. Je pense que vous, monsieur le ministre, et l'honorable M. McKnight devriez mettre sur pied un mécanisme qui permettrait d'acheter ces publications à Yellowknife sans avoir à passer par Calgary ou Ottawa.

Merci.

Le vice-président: Monsieur le ministre, aimeriez-vous répondre à cette intervention?

M. Merrithew: Monsieur Perron.

M. Perron: Le ministre a décidé qu'il s'agissait d'une question administrative!

Des voix: Oh, oh!

M. Perron: Il s'agit là d'un sujet qui nous préoccupe vraiment. Il est très clair que, depuis un bon moment, le gouvernement a pour politique de confier autant que peut se faire au secteur privé la responsabilité d'assurer ce genre de services. Mais il est évident que cela ne devrait pas être la seule façon d'assurer la prestation des services gouvernementaux.

Lorsqu'il s'agit de services comme les études et les relevés cartographiques, toutes les études géologiques, on pourrait mettre sur pied des réseaux parallèles en collaboration avec les provinces, lorsque celles-ci disposent de leur propre réseau de distribution de documents.

Dans le cas des Territoires du Nord-Ouest, il est évident que nous devons faire quelque chose. Il semble qu'il s'agisse là d'un problème que nous n'avons pas réussi à résoudre et je veux vous dire que nous allons examiner sérieusement la situation que vous avez décrite.

Y a-t-il quelque chose que Chris Findley, de la Commission géologique du Canada, aimerait ajouter?

M. D.C. Findley (directeur général intérimaire, Direction de la géologie du continent et des ressources minérales, Commission géologique du Canada): Je dois

[Texte]

standing problem, and we have received in the past comments similar to those the gentleman just made.

If I can go back a bit in history, when we used to maintain our own offices in both Yellowknife and Whitehorse we had a distribution centre for both maps and publications. When those offices were taken over by the Department of Indian Affairs and Northern Development in 1969, the Department of Indian Affairs continued to handle our publications for some years after that.

But then the problem that was mentioned with respect to the Department of Supply and Services and its policies on printing and distributing our geological survey publications arose. As a result of that and of some cost problems, we then changed over to release only the maps, particularly the maps for which there was a considerable urgency to get out to the community quickly on a timed release across the country. They were released from offices such as the ones in Yellowknife and Whitehorse; but the geological reports were no longer available, except as the kind of situation which was referred to where individual copies would be placed in the offices for customers, clients, to look at and then order from the nearest Geological Survey office, which would be either in Vancouver or in Calgary.

So all I can say is that it is agreed that it is a problem and we will continue to look for solutions to that problem.

Thank you.

The Vice-Chairman: Thank you. I think it is interesting and best encouraging to see that we have people here today from practically all the regions of the country. Chris, we want a special welcome to you, coming all the way from the Northwest Territories. It is a pleasure to have you here. Thank you for your presentation.

Mr. MacDougall.

Mr. MacDougall: Mr. Minister and guests, I would like just to make a brief comment. It is certainly something I have great concerns about. In the riding of Timiskaming there is a school called the Haileybury School of Mines. I do not know whether there are graduates here from that school, but I think the mining people of Canada and both levels of government are probably aware that the Haileybury School of Mines has gone through some very difficult times, just like the industry has gone through some difficult times.

What I am asking here today is that perhaps those who are involved in mining and in government could please have a look at the Haileybury School of Mines. We have some difficulties. There is a long history of great graduates coming out of the Haileybury School. We are looking for

[Traduction]

dire que ce problème existe depuis un certain temps et nous avons déjà reçu des commentaires semblables à ceux qui viennent d'être formulés.

Si je peux remonter quelque temps en arrière, lorsque nous avions nos propres bureaux à Yellowknife et Whitehorse, nous avions un centre de distribution pour les cartes et les publications. Ces bureaux ont été repris par le ministère des Affaires indiennes et du Nord en 1969 et ce ministère a continué à s'occuper de nos publications pendant quelques années.

Mais, par la suite, les politiques du ministère des Approvisionnements et services en matière d'impression et de distribution de nos levés géologiques ont soulevé le problème qui a été mentionné. Mais à la suite de ces modifications de politique et de certains problèmes de coût, nous avons décidé de nous limiter à la distribution de cartes, en particulier de celles qu'il était urgent de faire parvenir aux personnes intéressées dans tout le pays. Ce sont les bureaux de Yellowknife et de Whitehorse qui s'occupent de la distribution de ces cartes; mais les rapports géologiques n'ont plus été mis à la disposition du public, sauf dans les cas qui ont été mentionnés où certaines copies peuvent être obtenues dans nos bureaux pour que les clients puissent les examiner et éventuellement les commander du bureau de la Commission géologique du Canada le plus proche, qui serait soit celui de Vancouver ou de Calgary.

Je dois reconnaître qu'il y a là un problème et que nous allons continuer à chercher à lui apporter une solution.

Merci.

Le vice-président: Merci. Je trouve qu'il est intéressant et très encourageant de constater que toutes les régions du Canada ou presque sont représentées ici aujourd'hui. Chris vient des Territoires du Nord-Ouest et nous voulons lui souhaiter une bienvenue particulièrement chaleureuse. C'est un plaisir de vous voir ici. Merci pour vos commentaires.

Monsieur MacDougall.

M. MacDougall: Monsieur le ministre et messieurs les invités, je ne ferai qu'un bref commentaire. Il porte sur un point qui me préoccupe beaucoup. Dans le comté du Témiscamingue, il y a une école qui s'appelle la *Haileybury School of Mines*. Je ne sais pas s'il y a des personnes dans la salle qui y ont étudié, mais je pense que les personnes qui travaillent dans le secteur minier au Canada et les deux niveaux de gouvernement savent sans doute que la *Haileybury School of Mines* a connu de graves difficultés, tout comme cela a été le cas pour ce secteur de l'industrie.

J'aimerais demander aux personnes présentes qui oeuvrent dans ce secteur ou qui travaillent dans les différents gouvernements d'examiner la situation de la *Haileybury School of Mines*. Nous éprouvons certaines difficultés. De nombreux étudiants qui ont étudié à l'école

[Text]

a bit of help. We want to see that school continue. The graduates have been world-wide.

If you happen to have your door knocked on or a phone call looking for some support, we would certainly appreciate anything you could do to help us.

Thank you.

The Vice-Chairman: Mr. Minister, would you like to respond to that?

Mr. Merrithew: Yes. I had the pleasure of being with John when he brought in some of the graduates from the Haileybury School of Mines. If you look across this great country, and perhaps across the world, you will find that many graduates of that school have done extremely well in the industry.

It is a unique situation. Education, particularly technical education, is pretty well the responsibility of the province.

I know you are working, John, with the province on that. When you met with me, we were going to find in what ways we might be able to help. We will still offer that service. I think it is important for your region that we try to keep that school going and see if we can help overcome your problems.

The Vice-Chairman: Thank you, Mr. Minister.

• 1050

Members of the committee, do have you any questions of Bob or statements while the Minister is here?

Mrs. Sparrow.

Mrs. Sparrow: I would like to question the Minister with regard to coal. I am from Alberta, and the southern part of Alberta and B.C. have low-sulphur coal. I know the Deputy Prime Minister has been in consultation with the Premier of Ontario, but is there some way that perhaps we can have alternatives to nuclear power in Ontario and use Alberta coal?

In the audience or in our group we do have some people from the Coal Association. If anyone would care to comment on that, please feel free and perhaps... Mr. Capobianco, would you like to speak on this issue?

Mr. G. Capobianco (Vice-President, Esso Resources Canada Ltd.): Thank you, Madam Chairman, Mr. Vice-Chairman, Hon. Minister, members of this committee, and ladies and gentlemen. My name is Giacomo Capobianco. I am president of Byron Creek Collieries, vice-president of Esso Resources, and the immediate past chairman of The Coal Association of Canada. To quote partially from one of the general objectives of the new federal mineral policy, one of the general objectives is to

[Translation]

de Haileybury se sont illustrés dans ce domaine. Nous avons besoin d'un peu d'aide. Nous voulons que cette école continue d'ouvrir ses portes. Ses diplômés sont reconnus mondialement.

Si l'on vous sollicite par téléphone ou en personne, nous apprécierions beaucoup votre aide.

Merci.

Le vice-président: Monsieur le ministre, aimeriez-vous répondre à cette intervention?

M. Merrithew: Oui. J'ai eu le plaisir de me trouver avec John lorsqu'il a fait venir des étudiants de la *Haileybury School of Mines*. La plupart des étudiants diplômés de cette école ont très bien réussi dans ce secteur industriel, que ce soit au Canada ou dans le monde.

Il s'agit là d'une situation unique. L'éducation, et en particulier l'éducation technique, relève principalement de la province.

Je sais que vous travaillez, John, de concert avec la province. Lorsque vous m'avez rencontré, nous devions découvrir des moyens d'apporter de l'aide à cette école. Nous sommes toujours disposés à offrir ce service. Je pense qu'il est important pour votre région que l'école reste ouverte et que nous tentions de découvrir les moyens d'apporter des solutions à vos problèmes.

Le vice-président: Merci, monsieur le ministre.

Messieurs les membres du Comité, voulez-vous poser des questions à Bob ou faire une déclaration en la présence du ministre?

Madame Sparrow.

Mme Sparrow: J'aimerais poser une question au ministre au sujet du charbon. Je viens de l'Alberta et la partie sud de l'Alberta et de la Colombie-Britannique ont du charbon à faible teneur en soufre. Je sais que le vice-premier ministre a tenu des consultations avec le premier ministre de l'Ontario, mais je me demande s'il serait possible de recourir à des alternatives à l'énergie nucléaire en Ontario et d'utiliser le charbon albertain?

Il y a des membres de l'Association charbonnière dans l'assistance ou dans notre groupe. Peut-être y en aurait-il qui voudraient formuler certains commentaires... M. Capobianco, aimeriez-vous aborder cette question?

M. G. Capobianco (vice-président, Esso Resources Canada Ltd.): Merci, madame la présidente, monsieur le vice-président, monsieur le ministre, messieurs les membres du Comité, mesdames et messieurs. Je m'appelle Giacomo Capobianco. Je suis président de *Byron Creek Collieries*, vice-président de Esso Ressources et président sortant de l'Association charbonnière canadienne. Je citerai un extrait d'un des objectifs généraux de la nouvelle politique fédérale dans le domaine des minéraux,

[Texte]

provide timely and accurate economic, technical, and scientific information required by the general public.

Now, on the basis of value, coal is the largest single mineral commodity produced in this country, a fact that seems to be unappreciated in Canada, as we believe in the coal industry that coal is unappreciated in this country. And there is a major decision to be made on energy use in Canada very soon, which Madam Chairman just referred to, and that, of course, is what fuel choices, what fuel mix will be used, particularly in the province of Ontario.

We believe it is a federal responsibility to ensure an educated citizenry when that decision is made. The government has supported the development of the Canadian nuclear industry extensively, and apparently with success. The coal industry is not looking for similar massive subsidies. What we are looking for is a concerted government effort, hopefully in co-operation with our industry, to ensure that the citizens of Canada recognize coal as the viable alternative to future reliance on nuclear power.

Countries around the world are relying on coal as an alternative to nuclear power as well as moving them off oil. Surely we can recognize the attractiveness of that in our own country as well. There is a great deal of debate on whether or not, given that coal is an alternative to nuclear power, Canadian western coal can compete with coal from the United States. Some members of our association say yes, it can, some say no, it will not.

My point would be that if the fact is that the cost differential between western Canadian coal and eastern high-sulphur coal cannot be totally offset, and I certainly believe a lot of it can be, it may require what I would consider to be a statesman-like decision, like the federal decision—I think it was in 1957—when the national oil policy was put in place and the Ottawa Valley line was drawn. That did, in fact, say that Ontario consumers will pay more for oil than they might have paid had imports been allowed west of the Ottawa Valley.

With regard to this movement of coal to eastern Canada and competitiveness, I would like to note with dismay that the March 1987 Alberta provincial budget added yet another tax, which makes us less competitive, yet another excise diesel tax on railroad fuel used to haul our coal east. I believe that every province that a train traverses in bringing our coal east now has tax in place, the worst being Saskatchewan at 13¢ per litre. Alberta is much more shy; it is only 5¢.

[Traduction]

l'un des objectifs généraux est la production de renseignements économiques, techniques et scientifiques, précis et à jour, nécessaire au grand public.

Et bien, en termes de valeur, le charbon est la principale ressource produite au Canada, fait qui ne semble pas reconnu ici, et nous pensons dans l'industrie du charbon que l'importance du charbon n'est pas suffisamment reconnue au Canada. Il y a une décision importante qui sera prise très prochainement au Canada dans le domaine de l'énergie, et celle dont M^{me} la présidente a parlé, c'est bien entendu la question du choix du ou des carburants à utiliser, en particulier dans la province de l'Ontario.

Nous pensons que le gouvernement fédéral se doit d'informer les citoyens des différents aspects de cette question avant que cette décision ne soit prise. Le gouvernement a apporté un soutien massif au développement de l'industrie nucléaire canadienne et ce, semble-t-il, avec succès. Le secteur du charbon ne demande pas des subventions aussi massives. Nous aimerions que le gouvernement fasse un effort concerté, en collaboration avec notre industrie, pour faire en sorte que les citoyens du Canada reconnaissent que le charbon constitue la solution de remplacement à l'énergie nucléaire.

De nombreux pays utilisent le charbon au lieu de l'énergie nucléaire et pour remplacer le pétrole. Le Canada devrait certainement reconnaître les avantages d'une telle solution. Lorsqu'on parle de remplacer l'énergie nucléaire par le charbon, la grande question est celle de savoir si le charbon de l'Ouest du Canada peut être concurrentiel face au charbon provenant des États-Unis. Certains membres de notre association disent que cela est possible et d'autres, que cela ne l'est pas.

Le commentaire que je veux faire est que s'il n'est pas possible de combler tout à fait la différence de coûts entre le charbon de l'Ouest du Canada et le charbon de l'Est à haute teneur en soufre, je pense néanmoins que cela est possible dans une large mesure, il faudra prendre une décision d'envergure nationale, comme la décision fédérale—je pense que c'était en 1957—d'adopter une politique nationale dans le domaine du pétrole qui a eu pour effet d'adopter une limite géographique, la vallée de l'Outaouais. En raison de cette politique, les consommateurs de l'Ontario ont dû payer davantage pour leur huile de chauffage que si l'on avait autorisé les importations provenant de l'Ouest de la vallée de l'Outaouais.

En ce qui concerne le transport du charbon vers l'Est du Canada et sa compétitivité, je dois déplorer le fait que le budget albertain de mars 1987 ait ajouté une autre taxe, qui nuit à notre compétitivité, une autre taxe d'accise sur le diesel, applicable au carburant utilisé par les chemins de fer pour transporter vers l'Est notre charbon. Je pense que toutes les provinces ont imposé une taxe dès qu'un train les traverse pour transporter vers l'Est notre charbon. La Saskatchewan a imposé la plus forte taxe, à

[Text]

We believe the governments do recognize that industry competes not just with our mining costs but also with our taxation burdens. But we need to have some support in actual fact. Madam Chairman, we request the support of this committee and you, Mr. Minister, in moving towards those objectives.

The Vice-Chairman: Thank you, sir.

Mr. Merrithew: Thank you very much, Giacomo. We have discussed this particular issue. I am delighted to hear it presented before the committee as you make your views known to the House of Commons and the public. The interesting part of it is that we have something like 5,000 years of excellent low-sulphur coal in a part of Canada which cannot use much of it. How do we get it to where it can be used? As you probably know, Premier Peterson and Mr. Mazankowski, as Bobbie has mentioned, have met and are dealing with that particular issue.

• 1055

On the transportation costs, we think deregulation will help. We do not know to what extent. The big thing to overcome is the sheer cost of getting a commodity so bulky, like coal, to the marketplace in Canada or to anywhere outside Canada. Of course, the utilities, including Ontario Hydro and N.B. Hydro, must make the decision about how they are going to generate their electrical power. They have choices: nuclear-thermal, other types of softer energy generation and nuclear.

A third problem is the agreements Ontario Hydro had with the United States, which will expire in due course. That can be counterbalanced with the very big issue of burning American coals, which are higher in sulphur and other pollutants. That is being dealt with.

There is one other thing. Our Ministers have studied this particular issue. As you well know, it is the technical problem, the engineering changes which would have to be made to the boilers to accommodate that. It will have to be taken into consideration. We are very much aware of all of that. I can only extend to you and the coal association my support in trying to deal with this problem.

I know you have a lot of friends among Members of Parliament who have mentioned this to me, to Mr. Mazankowski, to the Prime Minister and to the national caucus on many occasions. We have a few problems to overcome. It has been studied thoroughly. We know what the problems are. It is time to try to get on and see if we can resolve them.

[Translation]

13c. le litre, tandis que l'Alberta est plus timide, 5c. le litre seulement.

Nous pensons que les gouvernements reconnaissent que la compétitivité de notre industrie ne dépend pas uniquement de nos coûts d'extraction mais également du fardeau fiscal. C'est pourquoi nous avons besoin d'une certaine aide. Madame la présidente, nous demandons à votre Comité et à vous, monsieur le ministre, à nous accorder votre soutien pour nous aider à atteindre ces objectifs.

Le vice-président: Merci, monsieur.

M. Merrithew: Merci beaucoup, Giacomo. Nous avons abordé ensemble cette question. Je suis ravi de l'avoir présentée au Comité et plus largement à la Chambre des communes et au public. L'aspect intéressant de cette situation est que nous disposons de réserves d'excellent charbon à faible teneur en soufre qui pourraient nous durer 5,000 ans dans une partie du Canada qui ne peut en utiliser beaucoup. Comment transporter ce charbon dans les régions où il peut être utilisé? Comme vous le savez sans doute, le premier ministre Peterson et M. Mazankowski se sont rencontrés, comme Bobbie l'a mentionné, et ont abordé cette question.

Pour ce qui est des frais de transport, nous pensons que la déréglementation aura un effet positif. Nous ne connaissons pas encore quelle sera l'ampleur de cet effet. Le gros problème à résoudre est celui des coûts qu'entraîne le transport d'une ressource très volumineuse, le charbon, sur le marché canadien ou étranger. Bien entendu, les compagnies d'électricité, notamment Ontario Hydro et Hydro N.-B., décident de la façon dont elles vont obtenir leur électricité. Il existe plusieurs possibilités: l'énergie nucléaire-thermique, d'autres types d'énergie plus douce et l'énergie nucléaire.

Un troisième aspect du problème concerne les accords que l'Ontario Hydro a passé avec les États-Unis, accords qui viendront à échéance en temps et lieu. Par contre, il convient de mentionner les problèmes que soulève l'utilisation de charbon américain, qui contient beaucoup plus de soufre et d'eau et autres polluants. Ces problèmes sont à l'étude.

Il existe un autre aspect. Nos ministres ont examiné ce problème particulier. Comme vous le savez fort bien, il s'agit d'un problème technique, celui des modifications d'ingénierie qu'il faudrait apporter aux chaudières pour tenir compte de la qualité différente du charbon. Il faudra en tenir compte. Nous le savons fort bien. Je puis vous assurer, à vous et à l'Association charbonnière, que vous avez tout mon appui face à ce problème.

Je sais que vous avez de nombreux amis parmi les membres-députés qui ont parlé de cette question à M. Mazankowski, au Premier ministre, au caucus national et à moi-même à plusieurs reprises. Il reste quelques problèmes à régler. Nous les avons étudiés à fond. Nous les connaissons bien. Il est temps d'essayer de les résoudre.

[Texte]

The Vice-Chairman: Thank you, Mr. Minister. Bob Porter, I believe you had a question or a statement.

Mr. Porter: Thank you. Yes, perhaps a little of both. I am not sure if the Minister was here when Prof. Bergman gave his presentation. The professor may wish to enlarge on it. Sir, I think you indicated you felt there were not enough people getting in at the university level. You were losing them to other countries. I think our colleague, John MacDougall, indicated some of the concerns he had also.

I wonder if the Minister would comment on the research and development area and the education of Canadians we are going to need as we develop this sector of our industry. Obviously, it is a long-term commitment which universities, governments and people in the industry will have. Mr. Minister, as I say, I do not know if you were here when those comments were made. Perhaps Prof. Bergman would like to enlarge on it a bit further, but I would your comments on it.

The Vice-Chairman: Prof. Bergman, perhaps you would like to respond.

Prof. Bergman: Yes. I think I made a statement earlier. I think we have a real problem attracting good people into the mining and metallurgical training programs. One of the reasons is that mining and metallurgy have a very low profile. I think it is always associated with dirty work and with an environmental problem. The youngsters want to go for high technology using advanced means for achieving it.

I think we have a real concern that our bread-and-butter industry will not be fully supported by good and well-trained technical people in the future. I believe people can make all the difference to the competitiveness of our industry, both in R and D and running operations.

• 1100

If you are looking at the mining industry, if you are looking at the metallurgical industry, a great number of companies have laid off competent staff and are feeling the pinch right now that they do not have enough technical expertise in their ranks. Some of the major companies are reversing that trend, although Inco has certainly kept a lot of their technical people. But if you talk to some other companies, I find they have people who are not well trained, and now they cannot get the people. This is a very, very great concern to us from the university community, but also for the commercial laboratories.

And if you look at some recent studies, a great number of our top scientists are leaving the country, because there are not enough research funds to support them at

[Traduction]

Le vice-président: Merci, monsieur le ministre. Bob Porter, je pense que vous vouliez poser une question ou faire une déclaration.

M. Porter: Merci. Oui, peut-être les deux. Je ne sais pas si monsieur le ministre a assisté à la présentation de M. le professeur Bergman. Ce dernier voudrait peut-être ajouter certains commentaires. Je pense que vous avez déclaré qu'il n'y avait pas suffisamment de jeunes qui, d'après vous, fréquentaient l'université. Ces jeunes vont étudier à l'étranger. Je pense que notre collègue, M. John MacDougall, a manifesté une certaine préoccupation à cet égard.

Monsieur le ministre pourrait peut-être aborder la question de la recherche et du développement et de l'éducation qu'il conviendrait de donner aux Canadiens pour développer ce secteur de notre industrie. Il est évident qu'il s'agit là d'une entreprise à long terme à laquelle les universités, les gouvernements et les personnes qui oeuvrent dans ce secteur devraient collaborer. Monsieur le ministre, comme je le dis, je ne sais pas si vous avez entendu ces commentaires. M. le professeur Bergman pourrait peut-être en ajouter quelques-uns mais j'aimerais avoir les vôtres.

Le vice-président: Monsieur le professeur Bergman, vous aimeriez peut-être ajouter quelque chose.

M. Bergman: Oui. Je pense que j'avais formulé la remarque suivante. Je pense que nous éprouvons de graves difficultés à amener des personnes de valeur à suivre des programmes de formation dans les secteurs minier et métallurgique. Cela s'explique en partie parce qu'on connaît mal la métallurgie et le secteur minier. On associe bien souvent ces activités aux problèmes d'environnement et de salubrité. Les jeunes sont davantage attirés par la haute technologie.

Nous craignons que nos industries de base ne puissent avoir recours à des personnes de valeur et bien formées sur le plan technique. Je pense que la qualité des personnes peut grandement influencer sur la compétitivité de notre industrie, tant dans la R-D que dans les activités d'exploitation.

Dans le cas de l'industrie minière, et dans le cas de l'industrie métallurgique, il existe un grand nombre de sociétés qui ont mis à pied du personnel compétent et qui éprouvent à l'heure actuelle des difficultés parce qu'elles ne disposent pas de suffisamment de spécialistes. Quelques-unes des sociétés les plus importantes tentent de remédier à cette situation, Inco ayant de son côté conservé la plupart de ses techniciens. Mais si l'on prend le cas d'autres sociétés, on constate que leur personnel n'est pas suffisamment formé et qu'il leur est difficile d'obtenir des gens compétents. Il s'agit là d'une situation qui préoccupe très gravement le monde universitaire et aussi les laboratoires commerciaux.

Si l'on examine certaines études récentes, on constate qu'un grand nombre de nos meilleurs scientifiques quittent le Canada parce que les universités ne disposent

[Text]

universities and not enough research funds being made available by most of the industry to give them challenging jobs. I think the only thing that can keep us competitive again, as I said before, is good people. We can have all the resources we want to have, but if we do not have the people who can make proper use of them, who can develop our technology, I think we are going to have a real problem on our hands. I can see the handwriting on the wall if you do not do much about that.

Thank you.

The Vice-Chairman: Thank you, Prof. Bergman. I think Dr. Perron would like to add to this.

Dr. Perron: Prof. Bergman is quite right. Indeed, the technical expertise and scientific excellence cannot be improvised. It is the result of a long-term commitment. It takes years and years, and you have to make a commitment for the long-haul. And quite clearly, the problem we are now facing is the result of the economic downturn of recent years. It is a problem that can hardly be addressed by government programs.

We have a large number of new graduates in metallurgy, in geology, and in mining who could not find jobs, could not get their first job anywhere. And that was made even worse by a fairly large number of qualified people laid off by industry. The result is it sends a strong signal to young people that this is not an area where you can have a worthwhile career. And you cannot switch back and forth from areas of specialty that easily. So the result is, quite clearly, that unless industry turns the situation around and makes a commitment for the long-haul, this situation will not be improved by any type of programs that could be developed at the government level. Clearly, it is one area where industry should be leading once more and providing the leadership and the initiative we expect the industry to provide.

The Vice-Chairman: Thank you, Dr. Perron.

Dr. Curlook, do you hold your annual meeting in Ottawa all the time, or do you move it around?

Dr. Curlook: It is held in Ottawa.

The Vice-Chairman: Every year?

Dr. Curlook: Every year, yes.

The Vice-Chairman: The reason I am asking, the chairman and the Minister mentioned this was a first for this committee to have this type of forum. The Minister even went so far as to say it could be considered as an annual forum for the mining people while they are in Ottawa for MAC. What do you think of that idea?

Dr. Curlook: It sounds like a good idea. It seems to be working this morning.

The Vice-Chairman: Thank you.

[Translation]

pas de fonds de recherche suffisants pour les retenir et que l'industrie ne leur fournit pas des fonds de recherche suffisants pour leur donner des travaux intéressants. D'après moi, la meilleure façon d'améliorer notre compétitivité est, comme je l'ai déjà dit, d'avoir des personnes de valeur. Nous avons beau disposer de ressources illimitées, mais sans des spécialistes capables de bien les utiliser et de développer une technologie, nous allons avoir à faire face à de graves problèmes. Si nous ne corrigeons pas la situation, il est évident que nous allons éprouver ces difficultés.

Merci.

Le vice-président: Merci, monsieur Bergman. Je pense que M. Perron aimerait ajouter quelques commentaires.

M. Perron: M. Bergman a tout à fait raison. Il est évident que l'expertise technique et l'excellence scientifique ne s'improvisent pas. Il s'agit là d'une entreprise à long terme. Il faut des années pour l'obtenir et une longue préparation. Par ailleurs, il est évident que le problème actuel découle directement de la faiblesse de l'économie ces dernières années. C'est un problème qui ne peut être résolu par la mise en place de programmes gouvernementaux.

Un grand nombre de jeunes diplômés en métallurgie, en géologie, et en génie minier n'ont pu trouver de travail, ils n'ont pu trouver aucun travail. Et cette situation s'est aggravée à la suite des mises à pied par l'industrie d'un assez grand nombre de personnes compétentes. Une telle situation incite les jeunes à conclure qu'il ne leur sera pas possible d'avoir une carrière intéressante dans ce secteur. En outre, il n'est pas facile de passer d'un domaine de spécialisation à un autre. Si l'industrie ne modifie pas la situation et ne prend pas des engagements à long terme, il est évident que ce ne sont pas les programmes que pourraient mettre sur pied les gouvernements qui pourront résoudre ces problèmes. Une fois de plus, c'est l'industrie qui devra prendre des initiatives dans ce domaine et nous espérons qu'elle pourra le faire.

Le vice-président: Merci, monsieur Perron.

Monsieur Curlook, est-ce que votre réunion annuelle a toujours lieu à Ottawa ou est-ce que vous changez de ville?

M. Curlook: Elle a toujours lieu à Ottawa.

Le vice-président: Tous les ans?

M. Curlook: Tous les ans, oui.

Le vice-président: Je vous ai posé cette question parce que le président et le ministre ont mentionné que c'était la première fois qu'on assistait à ce genre de réunion devant notre Comité. Le ministre est même allé jusqu'à dire qu'on pourrait en faire une réunion annuelle pour les personnes du secteur minier qui se trouvent à Ottawa pour l'ACM. Que pensez-vous de cette idée?

M. Curlook: Je pense que c'est une bonne idée. La séance de ce matin semble l'indiquer.

Le vice-président: Merci.

[Texte]

Mrs. Sparrow: I have a question. Dr. Curlook, in his remarks, Mr. Minister, spoke at great length about NSERC and how it has to clarify its position in regards to research funds—are they going to match or are they not? And also you wanted the service speeded up. Perhaps you could enlarge on that, and maybe the Minister could respond.

Dr. Curlook: NSERC has produced a pamphlet in two languages on how they will match funding. I challenge anybody to read it and explain it to me. I have read it in both languages and do not understand it. Dr. May, who is head of NSERC, cannot understand it. So I figure it has to be rewritten so it could be understood. That is for starters.

In terms of fairness, I think NSERC has been extremely fair in how it has distributed funds in terms of qualifying people for their funds. In fact, they have been so fair they have made a very bulky process of it. I can understand why it is made that way. They publish a book and they have peer reviews over and over again. And for each project a scientist is assigned to it, a school is assigned to it. They review the school; they review the scientists; they gather peers from across the country to meet in a certain locale to review the program. This is all very good, very strong, very correct. It can stand scrutiny by anybody in the public, so it is above criticism in the final analysis. All that sounds very good, but it is very long and it is very costly. We are moving much faster than that, and we have to learn to move more quickly.

• 1105

For example, is the University of Toronto qualified or not, and is the head of the department of that university qualified or not, or do we have to have a peer review to see if he qualifies? Now we have to simplify the system, speed it up, and match the times and the times are moving quickly.

Mrs. Sparrow: I certainly appreciate that. Mr. Minister, your deputy mentioned earlier that the past two years have been quite trying ones, but I think the birth of your policy yesterday was worth two years of being pregnant, Gerry.

Do you want to respond to Dr. Curlook and NSERC?

Mr. Merrithew: I fully understand Dr. Curlook's interest in this. He has been known as a crusader for R and D in centres of excellence and improved technology and that type of thing and we have pledged ourselves to working with MITEC and the others.

I cannot really comment on that, Walter. Obviously we are not doing a good job on communications. I will draw that to my colleague, Frank Oberle's attention. Also the

[Traduction]

Mme Sparrow: Je voudrais poser une question. M. Curlook, dans ses remarques, monsieur le ministre, a parlé longuement du CRSNG et du fait qu'il doit préciser sa position à l'égard des fonds destinés à la recherche—vont-ils accorder des fonds de contrepartie? Et vous avez également exprimé le désir de voir accélérer les choses. Vous pourriez peut-être compléter ces remarques et le ministre pourrait ajouter quelques mots s'il le désire.

M. Curlook: Le CRSNG a publié une brochure dans les deux langues sur la façon dont ils vont accorder des fonds de contrepartie. Je défie qui que ce soit de lire cette brochure et de me l'expliquer ensuite. Je l'ai lue dans les deux langues et ne la comprends pas. M. May, qui est le directeur du CRSNG, ne la comprend pas non plus. Il faudra donc la réécrire pour qu'elle soit intelligible. C'est par là qu'il faut commencer.

Pour ce qui est de l'équité, je pense que le CRSNG a distribué ses fonds de façon très équitable, pour ce qui est du choix des personnes à qui ils octroient des subventions. En réalité, ils ont tellement voulu être justes qu'ils ont adopté un processus très lourd. Je peux comprendre ces préoccupations. Dès qu'ils publient un livre, ils le font évaluer et réévaluer par des spécialistes. Et chaque projet relève d'un scientifique et d'une école. Ils examinent l'école; ils examinent les scientifiques; ils réunissent des spécialistes de différentes régions du Canada pour examiner le programme. Ce processus est très bon, très efficace et très juste. Il pourrait résister à n'importe quel genre de vérification de sorte qu'il est en fin de compte au-dessus de toute critique. Tout cela est fort bien mais ce processus est très long et très coûteux. Mais la situation évolue beaucoup plus rapidement que cela et il nous faudra apprendre à agir plus rapidement.

Par exemple, doit-on prendre pour acquis que l'Université de Toronto est un établissement admissible à des fonds ou que le chef du département de cette université est admissible ou faut-il réunir des spécialistes pour décider s'il est admissible à ces fonds? Il nous faudra simplifier ce système, l'accélérer et tenir compte de la fluidité de la situation.

Mme Sparrow: Je comprends fort bien tout cela. Monsieur le ministre, votre sous-ministre a mentionné que ces deux dernières années avaient été très difficiles, mais je pense que la publication hier de votre énoncé de politique valait bien ces deux années de difficultés, Gerry.

Voulez-vous répondre à M. Curlook et à la question du CRSNG?

M. Merrithew: Je comprends parfaitement l'intérêt que porte M. Curlook à cette question. C'est un défenseur bien connu de la R & D dans des centres d'excellence et de l'amélioration de la technologie et ce genre de chose et nous nous sommes engagés à travailler avec MITEC et les autres.

Je ne suis pas vraiment en mesure de répondre à cela, Walter. Il y a certainement un manque de communication. Je veux attirer l'attention de mon

[Text]

system—you are exactly right. We become so protective that we are at arm's length from influence of government and politicians, and that our peers should review everything we do, that soon the system becomes the end rather than the means to the end. It is bulky; it is slow; it is costly, although it is probably a very pure and effective way of distributing funds, but I will pass that on to Frank.

The Vice-Chairman: Are there any representatives here from provincial or territorial governments or other municipalities in Timmins, or any other groups that would like to make a statement or ask a question while the Minister is here? Mr. Potter.

Mr. R. Potter (Assistant Deputy Minister, Department of Mines and Minerals, Government of Nova Scotia): Madam Chairman, Mr. Vice-Chairman, Ministers and other members of the committee, my name is Potter. I am from Nova Scotia, formerly from New Brunswick, and I would like to make a comment or a compliment. I think I would like to compliment the Minister and his staff for the preparation of the policy document and the excellent meeting that was held yesterday on the Mineral Outlook Conference.

I am very pleased, as a representative of a province, to see in the document that the Mineral Development Agreements are going to be continued, I think particularly since we know now that some people look at us from the outside and consider perhaps some of these things as subsidies. I am very pleased that it is the policy of the government to continue them. I think they are good examples of what can be done with a small amount of public money being spent in the right place at the right time. I am sure many of you here may know that Mr. Merrithew is familiar with some of these things, coming from New Brunswick, where a number of years ago a small amount of money was invested in exploration in the southern part of the province which resulted in the discovery of two potash deposits. He is very familiar with the economic spin-off that has created in that part of the province. I think his first trip underground was in one of those potash mines a few years ago.

I would just like to compliment the Minister and his staff for this document and I am also very pleased to see that the Mineral Development Agreements are part now of the federal policy.

Thank you.

The Vice-Chairman: Thank you, sir.

Mr. Merrithew: Dick, I will see you get your raise right away. He is no longer in my province. He was my assistant deputy minister and I thank him for the kind comments.

[Translation]

collègue sur ce point. De mon collègue Frank Oberle, sur ce point. Et aussi sur le système—vous avez parfaitement raison. Nous tenons tellement à démontrer que nous ne subissons aucune influence de la part du gouvernement et des hommes politiques et nous insistons tellement sur le fait que des spécialistes devraient examiner tout ce que nous faisons que le système devient rapidement une fin et non pas un moyen. Ce système est lourd, long, coûteux, même s'il permet d'octroyer des fonds de façon efficace et impartiale; mais je passerais la parole à Frank.

Le vice-président: Y a-t-il des représentants des autorités provinciales ou territoriales ou d'autres municipalités dans la région de Timmins ou d'autres groupes qui aimeraient faire une déclaration ou poser une question au ministre pendant qu'il est là? Monsieur Potter.

M. R. Potter (sous-ministre adjoint, Department of Mines and Minerals, gouvernement de la Nouvelle-Écosse): Madame la présidente, monsieur le président, messieurs les ministres et autres membres du Comité, je m'appelle Potter. Je viens de la Nouvelle-Écosse et suis originaire du Nouveau-Brunswick. J'aimerais ajouter un commentaire ou plutôt faire un compliment. Je voudrais féliciter le ministre et les membres de son personnel pour avoir préparé cet énoncé de politique et l'excellente réunion tenue hier sur les perspectives minérales.

Je suis très heureux, en tant que représentant d'une province, de voir mentionner dans ce document que les ententes de mise en valeur des minéraux vont être prolongées, en particulier parce que nous savons maintenant qu'il existe des personnes à l'étranger qui nous surveillent et considèrent peut-être certains de ces octrois comme des subventions. Je suis très heureux de voir que le gouvernement a décidé de les maintenir. Je pense qu'il s'agit là d'excellents exemples de ce que l'on peut faire avec des fonds publics assez restreints utilisés au bon moment et au bon endroit. Je suis sûr que la plupart d'entre vous savent que M. Merrithew est au courant de ces questions, puisqu'il vient du Nouveau-Brunswick où, il y a quelques années, on a investi une somme d'argent assez limitée pour des travaux d'exploration dans le sud de la province qui ont débouché sur la découverte de deux dépôts de potasse. Il connaît bien les retombées économiques que ces découvertes ont entraînées dans cette partie de la province. Je pense que c'était la première fois qu'il allait dans une mine lorsqu'il a visité une de ces deux mines de potasse il y a quelques années.

Je voulais simplement féliciter le ministre et les membres de son personnel pour ce document et dire que j'étais très heureux de voir que les ententes de mise en valeur des minéraux faisaient désormais partie intégrante de la politique fédérale.

Merci.

Le vice-président: Merci, monsieur.

M. Merrithew: Dick, tu vas avoir tout de suite ton augmentation. Il ne travaille plus dans ma province. C'était mon sous-ministre adjoint et je veux le remercier.

[Texte]

It is true, the potash deposits of Rio Algom, PCA and Dennison and I suppose even the BP deposit grew out of the work of our MDAs.

The Vice-Chairman: Mr. Cheesman.

Mr. R. Cheesman (Saskatchewan Mining Association): Madam Chairman, Mr. Minister, I should introduce myself—Ralph Cheesman from the Saskatchewan Mining Association. I feel I should make a few brief comments on one of our major sectors in Saskatchewan, which is of course uranium.

• 1110

There has been a tendency for uranium to slip between the cracks in terms of administration and jurisdiction. I am really not asking a question, but I am just presenting a comment for this group that we are still concerned that uranium be considered as part of mining, that it be considered as a mineral just the same as nickel or copper in these stages, and that it not be subjected to double regulation, which it presently is. There is considerable duplication between the Atomic Energy Control Board, between the federal and provincial Departments of Environment and Departments of Labour, and I would like it to go on record that it is generally industry's desire that we be administered as a mineral in the same way as other minerals.

The Vice-Chairman: Thank you very much, Mr. Cheesman.

Any comments, Mr. Minister?

Mr. Merrithew: It is interesting, Mr. Cheesman, that this matter was discussed this week by the deputies and by Marcel Masse and myself.

It is true that it does sort of fall in between the cracks and is therefore susceptible to double administration, double regulation, because it is used largely on the energy side and yet it is a commodity, like many others, which has to be mined. We are dealing with that. Hopefully, we will be able to resolve that and avoid the duplication, clear up this issue.

The Vice-Chairman: Thank you, Mr. Minister.

The clerk has just brought to my attention that the minutes of this committee meeting are going to be published. If any of you would like copies of the proceedings, if you would leave your business card, or your name and address on a piece of paper, then the clerk will mail to you the proceedings of this meeting.

Any further questions or comments from the floor?

Dr. Curlook: I want to clarify something. I said something about Dr. . . . But he understands what he is doing in NSERC. I do not want that misinterpreted. It is the writing, the reading of the language, and his

[Traduction]

de sa gentillesse. Cela est vrai, les gisements de potasse de Rio Algom, PCA et Dennison et peut-être même le gisement BP ont été découverts grâce aux EMVM.

Le vice-président: Monsieur Cheesman.

M. R. Cheesman (Saskatchewan Mining Association): Madame la présidente, monsieur le ministre, je devrais me présenter—Ralph Cheesman de la *Saskatchewan Mining Association*. Je pense que je devrais faire quelques commentaires rapides sur l'un de nos principaux secteurs en Saskatchewan, il s'agit bien entendu de l'uranium.

L'uranium se trouve dans une sorte de zone grise en ce qui concerne l'administration et la responsabilité. Je n'ai pas de question à vous poser. Je me contente plutôt de vous donner mon avis: l'uranium devrait être intégré au secteur de l'exploitation minière au même titre que le nickel et le cuivre. Cet élément ne devrait plus être assujéti à deux règlements. Il y a à l'heure actuelle beaucoup de chevauchement entre la Commission de contrôle de l'énergie atomique et les ministères fédéral et provinciaux de l'environnement et du travail. La grosse majorité des entreprises minières estiment que l'uranium devrait être assujéti au même règlement que les autres minerais.

Le vice-président: Je vous remercie beaucoup, monsieur Cheesman.

Avez-vous quelque chose à ajouter, monsieur le ministre?

M. Merrithew: Vous serez heureux d'apprendre, monsieur Cheesman, que les sous-ministres, monsieur Marcel Masse et moi-même, avons abordé ce sujet cette semaine.

Vous avez bien raison pour ce qui est de la zone grise dans laquelle se trouve l'uranium. Cet élément sert en grande partie à la production de l'énergie, mais c'est aussi une denrée exploitable. Il est par conséquent assujéti à deux secteurs d'administration et régi par deux règlements. Je tiens à vous assurer que nous sommes tout à fait conscients du problème et que nous espérons être bientôt en mesure d'offrir une solution susceptible de mettre fin à ces chevauchements.

Le vice-président: Merci, monsieur le ministre.

Le greffier m'informe que le compte-rendu de cette séance du Comité sera publié. Si vous voulez en avoir un exemplaire, vous n'avez qu'à remettre votre carte de visite ou vos nom et adresse sur un bout de papier au greffier, qui se fera un plaisir de vous le faire parvenir.

Avez-vous d'autres questions?

M. Curlook: J'ai une petite explication à vous donner. J'ai parlé tout à l'heure de M. . . Je ne voudrais pas qu'il y ait malentendu. Je suis persuadé qu'il fait très bien ce qu'il fait au CRSNG. Le problème se situe au niveau de la

[Text]

explanation was that it was the Treasury that wrote that pamphlet.

Mrs. Sparrow: What you mentioned is going to be published.

The Vice-Chairman: Thank you.

Any further questions or comments?

Mr. Dean Clay (Consultant to the Committee): Gentlemen, both in the committee's hearings earlier and in your remarks today there has been considerable mention of CANMET and how it is or is not failing in its support of the mineral industry in Canada. The consensus seemed to be that in recent years it has moved closer to being a very valuable support of the industry but is still lacking in some respects.

I would first invite Dr. Curlook to be more specific in how he feels CANMET is not yet fully supportive of the industry; I would invite Prof. Bergman to say whether or not he agrees with those deficiencies, and, if so, how they might be overcome; and, finally, if the solutions for CANMET's improved efficiency involve spending more money, I am sure the Minister might care to make some observations on that.

Dr. Curlook: First, I just want to repeat what I said, that CANMET has been serving the industry well and getting closer and closer to our industry. Their work is more and more relevant and they have been working in more and more partnerships with industrial companies and with members of the mining industry.

On how one does things better, for example a new laboratory has been built at Elliot Lake, a \$5-million facility. It has some unique equipment. We would like to see that laboratory facility. . . Dr. Headly, who is a top scientist in rock mechanics, has a group of extremely competent people there. They have lots of laboratories in their backyards, which are the Elliot Lake mines. We would like them to work as part of the centre of geomechanics; that is, with the professors at Laurentian, Queen's, and Toronto, with the Ontario Mining Association director, who is also located at Laurentian, just located there last month.

• 1115

We would like that lab, for example, to be part and parcel of that centre. We think it will be more effective and it will contribute even more than it is contributing now to our industry. That is just an example.

Another example I would like to bring up—and I hope this does not annoy the Hon. Gerald Merrithew—is that you also have some geo-scientists here in Ottawa. They are not closely related to laboratories. You do not have mines in your backyard. The real laboratory for rock mechanics research is the mine itself. You cannot duplicate that condition in the lab at Bells Corners. You have to go right into the mine. You have to set up your equipment and

[Translation]

formulation. Cette brochure serait l'oeuvre du Trésor, selon lui.

Mme Sparrow: Vos propos seront publiés.

Le vice-président: Je vous remercie.

Avez-vous d'autres questions ou observations?

M. Dean Clay (conseiller auprès du Comité): On a beaucoup parlé aujourd'hui de l'apport du Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie au secteur de l'exploitation minière. On semble être arrivé à la conclusion que le CANMET a réussi ces dernières années à fournir un appui considérable à ces secteurs, mais qu'il y a encore place pour de l'amélioration.

Je demande donc à M. Curlook de nous expliquer les lacunes du CANMET. J'invite ensuite le professeur Bergman à nous recommander des moyens de combler ces éventuelles lacunes. Si c'est une simple question de fond, j'aimerais bien faire voir ce que le ministre a à dire là-dessus.

M. Curlook: Eh bien, je l'ai dit et je le répète, CANMET collabore de plus en plus étroitement et de plus en plus efficacement avec les entreprises minières.

Maintenant, pour ce qui est d'améliorer la situation, je crois que le meilleur exemple est bien ce nouveau laboratoire qui a été construit à Elliot Lake au coût de 5 millions de dollars. Ces installations contiennent de l'équipement unique. Il serait opportun. . . monsieur Headley, un expert dans le domaine de la mécanique des roches dirige une équipe de travail extrêmement compétente à Elliot Lake. L'endroit est idéal puisqu'ils ont accès aux mines de la région pour leurs travaux pratiques. Nous lui souhaitons vivement qu'il contribue aux activités du Centre de géomécanique composé de professeurs de la Laurentian, de Queen's et de l'Université de Toronto ainsi que du directeur de l'Association minière de l'Ontario, qui s'est installé tout juste le mois dernier à l'Université Laurentian.

Nous souhaitons que ce laboratoire fasse partie intégrante du Centre. Cela rendrait à notre avis son apport au secteur minier beaucoup plus efficace. C'est une possibilité.

Il y en a d'autres. J'espère que M. Gerald Merrithew ne sera pas vexé, mais vous n'avez pas de mines ici à Ottawa; vous comptez cependant beaucoup de géoscientifiques dans vos laboratoires. Le meilleur laboratoire pour la recherche en mécanique des roches n'est-il pas une mine? Il est impossible de recréer ses conditions au laboratoire de Bells Corners. Il est beaucoup plus logique d'installer l'équipement dans la mine même et de faire sur place les

[Texte]

your tests and then do your readings in the mine, in a mine location. We think some of those scientists would be much more effective if they were physically closer to the university scientists and the laboratories, which are the mines themselves. So we have made a recommendation for consideration now. . . we are discussing this with the ministry to see if perhaps some of those individuals ought not to be moved closer to the university scientists, closer to the real laboratories, which are the mines. Those are examples.

The Vice-Chairman: Thank you, Dr. Curlook.

Prof. Bergman, did you want to address this matter as well?

Prof. Bergman: Yes. I do not have any difficulties with Dr. Curlook's remarks. I also believe CANMET now is becoming more responsive. I can also foresee that the responsiveness will increase through the formation of the new business committee. In the past, most of the advice was given strictly on a technical basis. Now the business committee is going to address a number of important issues that Dr. Curlook raised. Are you going to move some of the activities of CANMET to different locations? Are you going to retain them there? If you look at the management of CANMET, how effective is the management? Can it be improved? Can it be streamlined? I think I can perceive that CANMET will improve its performance beyond the level at which it has been performing in the past.

The other thing I was going to say is that we must be very careful about relocating certain arms of CANMET. It can come to a point where we are relocating the arms and the legs and there will be just a body left at CANMET. In other words, we will be ending up with a blob that cannot function properly. I think we have to be very careful about what is being moved and what is not being moved.

Again, I think the co-operation among industry, CANMET, and the universities is a very important thing. The universities have their place, CANMET has its place, and industrial research has its place, and we have to balance where the work is being done. So I can see a good future for CANMET, and I can see that its performance will improve and can improve.

The Vice-Chairman: Mr. Minister.

Mr. Merrithew: Thank you, Mr. Chairman.

I appreciate hearing the views of Dr. Curlook and Prof. Bergman. Prof. Bergman is on my ministerial advisory committee. They report now directly to me. I meet with them. I give them the time they require. It is true there was some criticism of that. I do not think we should dwell on the past. We have tried to deal with CANMET and its relevance to what you people want; whether it is useful, whether it is focused enough, whether it is responsive enough. I think we are dealing with all those issues.

[Traduction]

tests nécessaires. À notre avis, l'apport de ces scientifiques serait beaucoup valable s'ils travaillaient plus près de leurs homologues des laboratoires universitaires, qui sont situés dans les mines mêmes. Nous avons donc formulé une recommandation en ce sens. Nous sommes en pourparlers avec les représentants du ministère pour évaluer les tenants et les aboutissants de cette possibilité parmi tant d'autres.

Le vice-président: Merci, monsieur Curlook.

Professeur Bergman, avez-vous quelque chose à ajouter?

M. Bergman: Je partage plus ou moins l'avis de M. Curlook. Il y a en effet une grosse amélioration dans l'efficacité de CANMET, dont la contribution est meilleure. La mise sur pied de ce nouveau comité d'entreprise devrait l'améliorer encore plus. Le CANMET fournissait uniquement par le passé des conseils d'ordre technique. Mais dorénavant, ce nouveau comité se penchera sur les questions qu'a soulevées M. Curlook. Ainsi, il évaluera l'opportunité pour CANMET de déménager certaines activités et de restructurer ou d'améliorer la structure administrative. Je suis persuadé que ces mesures permettront à CANMET d'améliorer son rendement.

Cependant, la réinstallation de certaines branches de CANMET demande réflexion. Il ne serait en effet pas très sage de dépouiller CANMET de toutes ses branches pour ne nous laisser que le tronc. Un tronc n'a pas grande utilité sans ses branches. C'est pourquoi il faut faire preuve d'énormément de prudence.

La collaboration entre les secteurs des mines, le Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie et les universités revêt une importance énorme. Cette collaboration est à la base même de l'équilibre qui doit régner entre tous ces secteurs d'activité et permet de décider qui fait quoi. Je prédis donc un brillant avenir à CANMET. Je suis persuadé qu'il est possible d'en améliorer le rendement dès maintenant pour l'avenir.

Le vice-président: Monsieur le ministre.

M. Merrithew: Merci beaucoup, monsieur le ministre.

J'ai été très heureux d'entendre l'opinion de M. Curlook et du professeur Bergman. Le professeur Bergman fait partie du comité consultatif du ministre qui relève directement de mon autorité. Je les rencontre régulièrement et leur donne tout le temps nécessaire. Je suis au courant de toutes les critiques formulées par le passé. Mais il faut penser à l'avenir. Nous avons la situation bien en main et nous nous sommes attaqués au problème de l'utilité, de la structure et de l'apport de CANMET. J'espère que le centre sera à l'avenir mieux en mesure de satisfaire à vos exigences.

[Text]

On splitting up, I got your message, Walter. That whole matter is very complicated. We will have to take it under consideration, and we will be chatting about that in the near future.

Mr. Capobianco: In our efforts to improve CANMET—and I think they are well warranted—I sometimes get the feeling we are leaving CANMET with the impression that we do not think they are much of an outfit. From my point of view—and I think I can speak for the coal industry—we think they are a very fine outfit and they have done a lot of good work. I want that to go on the record.

• 1120

Mr. Merrithew: Yes, I have had this said before. Sometimes we keep dwelling on this, that we are changing it, and probably. . . I have heard so many good comments about the work they do, we are not criticizing at all. Thank you, Giacomo, for those kind comments about CANMET.

Mrs. Sparrow: Thank you very much, Mr. Minister.

I want to say how much we appreciate you people being here and participating with us today. The mining industry is a great Canadian success story and to that extent is really partially responsible for the high standard of living we have in this country, Mr. Minister.

The industry has emerged, following the recession in the 1980s, with new technology, which allows for greater efficiency, less waste and better conservation of raw materials. Our exports of ores, concentrates and basic shapes run around \$12 billion a year. That is about 10% or 11% of our exports, and if our metals are seriously threatened, then too our standard of living will go down and also our economic well-being will be deprived.

We know competition is fierce out there. We know commodity prices are low. We recognize that rationalization has taken place in the industry, but that will continue. New strategies are needed and with Mr. Merrithew's statement, the announcement of the mineral and metal policy from the Government of Canada yesterday, he has stated our objectives or our guidelines, the framework within which you people can work.

The government, the Hon. Gerald Merrithew and this committee, will continue to support the minerals and metals sector. We need you, but really more importantly, I think Canada needs you.

In conclusion, I would like to thank Dr. Perron, the deputy minister, for his excellent review in regard to the task force report on the Nielsen review. Dr. Curlook, from the Mining Association of Canada, the president, we particularly appreciated your slides and the review of the specific metals. Your comments on NSERC were interesting and I am sure Mr. Merrithew has taken those into consideration. We will pass them on to Mr. Oberle.

[Translation]

Pour ce qui est de la décentralisation, j'ai bien reçu votre message, Walter. C'est une situation fort complexe. Nous avons bien l'intention de la prendre en considération et nous en reparlerons dans un proche avenir.

M. Capobianco: Je crains que l'on ne donne parfois l'impression, dans nos efforts pour améliorer le rendement de CANMET, que nous ne tenons pas le centre en bien haute estime. Je tiens à signaler, pour les fins du compte rendu, que les représentants du secteur du charbon, dont je fais partie, ont une excellente impression de CANMET et de ses activités.

M. Merrithew: J'ai l'impression que nous tournons un peu en rond: nous ne cessons de parler d'amélioration. Je n'ai pas entendu beaucoup de critiques, plutôt des félicitations. Je vous remercie, Giacomo, de ces bons propos.

Mme Sparrow: Je vous remercie, monsieur le ministre.

Je tiens à souligner combien je vous sais gré d'être venu nous rencontrer aujourd'hui. Nous sommes très fiers des succès du secteur de l'exploitation minière au Canada. Vous êtes en partie responsables de notre grande qualité de vie, monsieur le ministre.

Le secteur des mines est sorti de la crise des années 1980 avec des nouvelles technologies, une plus grande efficacité, moins de gaspillage et une meilleure utilisation des matières premières. Nos exportations de minerai, de concentrés et d'unités de base se chiffrent autour de 12 milliards de dollars par année, soit 10 à 11 p. 100 du total de nos exportations. Si la situation de nos métaux était gravement menacée, notre qualité de vie et notre bien-être économique risqueraient d'en subir le contre-coup.

La compétitivité est très acharnée dans le secteur. Nous savons également que le prix des denrées est très faible. Il y a eu passablement de rationalisation au sein de ce secteur, et ce n'est pas fini. Nous avons besoin de nouvelles stratégies. Le ministre, M. Merrithew, nous en a donné hier dans sa déclaration sur la politique du gouvernement relative aux minerais et aux métaux. Il vous a donné une structure pour vos activités.

Le gouvernement, le ministre, l'hon. Gerald Merrithew, et le Comité continueront d'appuyer le secteur des minerais et des métaux. Nous avons besoin de vous; le pays a besoin de vous.

En conclusion, je tiens à remercier le sous-ministre, M. Perron, de son superbe examen du rapport Nielsen. Je tiens également à remercier le président de l'Association minière du Canada, M. Curlook, pour son exposé et ses diapositives sur certains métaux. Vos observations sur le CRSNG ont été particulièrement utiles. Je suis persuadé que le ministre, M. Merrithew, en tiendra compte. Elles seront également transmises à M. Oberle.

[Texte]

Professor Bergman, we appreciated your review with regard to the advisory task force, the advisory council that you sit on for the Minister, and also what you have said about CANMET and its responsibilities to the industry. Dr. Bob Ginn, we are sorry that Mr. Larch was not here, but we are even more pleased that you were here with us today to discuss the Prospectors and Developers Association of Canada. Your three needs, your data support, your financial support and your technological support, have certainly been taken into consideration and the committee will review this.

Last but not least, Mr. Minister, we want to thank you for taking time out of your schedule to be here with us today and to communicate and answer questions, not only from the committee but from our colleagues and our friends who have joined us. So on behalf of the committee and my vice-chairman, Mr. Gervais, who is a miner from Timmins, we want to say thank you.

The Vice-Chairman: The meeting stands adjourned.

[Traduction]

Nous remercions également le professeur Bergman de nous avoir si bien expliqué le rôle du conseil consultatif du ministre dont il fait partie ainsi que les fonctions et responsabilités du Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie face au secteur des mines. Nous nous excusons en outre auprès de M. Bob Ginn de l'absence de M. Larch. Nous vous savons gré d'être venus aujourd'hui nous parler de l'Association des prospecteurs et entrepreneurs. Nous avons bien l'intention d'accorder toute la considération voulue à vos besoins en matière de données, de fonds et de technologie.

Nous arrivons enfin au ministre, le dernier mais non le moindre. Nous vous remercions d'avoir pris le temps de venir nous rencontrer aujourd'hui et de répondre aux questions non seulement des membres du Comité, mais aussi à celles de nos collègues et amis qui se sont joints à nous. Au nom des membres du Comité et de mon vice-président, M. Gervais, mineur de Timmins, nous tenons à vous faire part de toute notre gratitude.

Le vice-président: La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

Individuals:

Pierre Perron, Associate Deputy Minister, Department of Energy, Mines and Resources;
Dr. Walter Curlook, President, Mining Association of Canada;
Roland Bergman, Chairman, Mineral Processing Subcommittee, Minister's National Advisory Council on CANMET;
Dr. Robert Ginn, Vice-President, Prospectors and Developers Association of Canada;
Jim Edwards, M.P.;
Dennis Love, President, Alberta Chamber of Resources;
Victor Power, Mayor of Timmins, Ontario;
David Nutter, General Manager, Northwest Territories Chamber of Mines;
Chris Findley, Director, Mineral Resources Division, Geological Survey of Canada;
John MacDougall, M.P.;
Giacomo Capobianco, Chairman, Coal Association of Canada;
Richard Potter, Assistant Deputy Minister, Department of Mines and Minerals, Government of Nova Scotia;
Ralph Cheesman, Manager-Consultant, Saskatchewan Mining Association Inc.

TÉMOINS

À titre individuel:

Pierre Perron, sous-ministre associé, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources;
M. Walter Curlook, président, L'Association minière du Canada;
Roland Bergman, président, Sous-comité du traitement des minéraux, Conseil consultatif national du Ministre (CCCTME);
Robert Ginn, vice-président, *Prospectors and Developers Association of Canada*;
Jim Edwards, député;
Dennis Love, président, *Alberta Chamber of Resources*;
Victor Power, maire de Timmins (Ontario);
David Nutter, directeur général, *Northwest Territories Chamber of Mines*;
Chris Findley, directeur, Division des ressources minérales, *Geological Survey of Canada*;
John MacDougall, député;
Giacomo Capobianco, président, L'Association charbonnière du Canada;
Richard Potter, sous-ministre adjoint, ministère des Mines et des minéraux, gouvernement de la Nouvelle-Écosse;
Ralph Cheesman, directeur et conseiller technique, *Saskatchewan Mining Association Inc.*

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 24

Thursday, May 21, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 24

Le jeudi 21 mai 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Main Estimates 1987-88: Vote 45 (Atomic Energy of
Canada Limited) under ENERGY, MINES AND
RESOURCES

CONCERNANT:

Budget des dépenses principal 1987-1988: Crédit 45
(L'Énergie atomique du Canada, Limitée) sous la
rubrique ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage

MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, MAY 21, 1987

(35)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 3:36 o'clock p.m., in Room 209 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Aurèle Gervais, Bob Porter and Barbara Sparrow.

Other Member present: Murray Dorin.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From Atomic Energy of Canada Limited: James Donnelly, President; Basil Bénéteau, Chairman; Stan Hatcher, President, Research Company; Paul O'Neill, President, Radiochemical Company; Don Lawson, President, CANDU Operations.

The Committee resumed consideration of its Order of Reference dated March 2, 1987, relating to the Main Estimates for the fiscal year ending March 31, 1988. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, March 5, 1987, Issue No. 11.*)

The Chairman called Vote 45 of the Main Estimates under ENERGY, MINES AND RESOURCES.

Basil Bénéteau and James Donnelly made opening statements and, with the other witnesses, answered questions.

At 5:03 o'clock p.m. the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage

Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE JEUDI 21 MAI 1987

(35)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 15 h 36, dans la pièce 209 de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Aurèle Gervais, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Autre député présent: Murray Dorin.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller technique; Lawrence Harris, économiste.

Témoins: De la Commission atomique du Canada, Limitée: James Donnelly, président; Basil Bénéteau, président; Stan Hatcher, président, Société de recherche; Paul O'Neill, président, Société radiochimique; Don Lawson, président, Opérations CANDU.

Le Comité examine de nouveau son ordre de renvoi du 2 mars 1987 relatif au budget principal des dépenses pour l'exercice financier se terminant le 31 mars 1988. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 5 mars 1987, fascicule n° 11.*)

La présidente met en délibération le crédit 45 du budget principal des dépenses, crédit inscrit sous la rubrique ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES.

Basil Bénéteau et James Donnelly font des déclarations préliminaires, puis eux-mêmes et les autres témoins répondent aux questions.

À 17 h 03, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité

Ellen Savage

EVIDENCE*(Recorded by Electronic Apparatus)**[Texte]*

Thursday, May 21, 1987

• 1536

The Chairman: I call the meeting to order, the Standing Committee on Energy Mines and Resources. The agenda has been circulated, and we do have a quorum to hear witnesses.

The order of the day is main estimates, 1987-88, vote 45 under Energy, Mines and Resources, Atomic Energy of Canada Limited.

ENERGY, MINES AND RESOURCES

Atomic Energy of Canada Limited

Vote 45—Payments to Atomic Energy of Canada Limited for operating and capital expenditures.....
 \$169,276,000

The Chairman: Today we have, as witnesses, officials from the Atomic Energy of Canada Limited, and I would like to welcome Mr. James Donnelly, the president.

Thank you very much for appearing before us today. Perhaps, Mr. Donnelly, you could introduce your officials. I believe you have an opening statement, and then we have some questions.

Mr. J. Donnelly (President, Atomic Energy of Canada Limited): Madam Chairman, I would like to introduce our chairman of the corporation, Mr. Bénéteau, who will say a few words by way of introduction.

Mr. Bénéteau.

Mr. B. Bénéteau (Chairman, Atomic Energy of Canada Limited): Madam Chairman, hon. members,

L'Énergie atomique du Canada Limitée a le plaisir de soumettre à votre approbation le sommaire de son plan d'entreprise et du budget principal y afférent pour l'exercice prochain.

Bien que je sois un ardent défenseur du CANDU et de l'industrie nucléaire canadienne, j'ai loin d'avoir les connaissances de cette technologie qu'ont mes collègues ici présents. Mon expérience est surtout du côté administratif. Je suis ingénieur de profession. J'ai été à différentes époques de ma carrière chef de la direction et président, successivement, de Québec-Téléphone à Rimouski, de la *British Columbia Telephone Company* de Vancouver, de la *Northern Telecom Canada* et de la *Northern Telecom International* de Toronto. Comme vous le voyez, j'ai travaillé de l'est à l'ouest du pays. Je suis membre du conseil d'administration de l'Énergie atomique du Canada depuis cinq ans et président du

TÉMOIGNAGES*(Enregistrement électronique)**[Traduction]*

Le jeudi 21 mai 1987

La présidente: La séance du comité permanent de l'Énergie, des Mines et des Ressources est ouverte. L'ordre du jour a été distribué, et nous avons le quorum pour recevoir les témoignages.

Nous examinons aujourd'hui, dans le cadre du budget des dépenses principales 1987-1988, le crédit 45, sous la rubrique Énergie, Mines et Ressources, correspondant à l'Énergie atomique du Canada, Limitée.

ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES

Énergie atomique du Canada, Limitée

Crédit 45—Paiements à Énergie atomique du Canada, Limitée pour les dépenses de fonctionnement et les dépenses en capital \$169,276,000

La présidente: Nous accueillons parmi nous aujourd'hui des représentants de l'Énergie atomique du Canada, Limitée. J'aimerais tout d'abord souhaiter la bienvenue à M. James Donnelly, président.

Je vous remercie d'être venu nous rencontrer aujourd'hui. Monsieur Donnelly, vous pourriez peut-être nous présenter les personnes qui vous ont accompagné aujourd'hui. Je pense par ailleurs que vous avez une déclaration liminaire à nous faire, après quoi, nous aurons quelques questions à vous poser.

M. J. Donnelly (président, Énergie atomique du Canada, Limitée): Madame la présidente, j'aimerais vous présenter le président du conseil d'administration de l'Énergie atomique du Canada, M. Bénéteau, qui aurait quelques mots à vous dire en guise d'introduction.

Monsieur Bénéteau.

M. B. Bénéteau (président du conseil d'administration, Énergie atomique du Canada, Limitée): Madame la présidente, mesdames et messieurs,

It is a pleasure for Atomic Energy of Canada Limited to present for your approval AECL's corporate plan summary and main estimates for the coming year.

Although I am an ardent support of CANDU and the Canadian nuclear industry, I cannot claim as intimate an association with the technology as my associates who are with today. While I am an engineer by training, my experience has been mainly in management and administration. At various stages of my career, I have been successfully president and chief executive officer of Québec-Téléphone at Rimouski, British Columbia Telephone Company of Vancouver, Northern Telecom Canada and Northern Telecom International of Toronto. As you can see, I have worked all across the country, both east and west. I have been a director of AECL for five years and the chairman of the board for five months. I

[Texte]

conseil depuis cinq mois. Je demanderai donc à M. James Donnelly, président de l'ÉACL, de faire un exposé sur l'état actuel de notre société. Également présents sont les présidents de nos divisions exploitantes, qui se feront un plaisir de répondre à toutes vos questions. Ce sont M. Stan Hatcher de la Société de recherche; M. Don Lawson d'Opérations CANDU; et M. Paul O'Neill de la Société radiochimique.

Nous croyons très fermement que la technologie nucléaire canadienne et le réacteur CANDU seront appelés à jouer un rôle sans cesse croissant en ce qui regarde l'avenir du Canada. En passant, cette opinion est partagée par la Commission du centenaire de l'ingénierie au Canada; elle a choisi le réacteur CANDU comme étant l'une des dix plus importantes réalisations canadiennes des 100 dernières années. Notre vedette, le système CANDU, continuera de soutenir la croissance de notre pays en offrant une énergie sûre et relativement peu coûteuse tout en respectant au plus haut degré notre environnement. De plus, la technologie du CANDU convient parfaitement à l'accroissement des besoins énergétiques mondiaux, contribuant par le fait même à l'essor de notre commerce à l'étranger et à la création d'emplois chez nous.

Il est vrai que la technologie nucléaire est mal perçue du public canadien à l'heure actuelle. C'est là un défi que nous devons relever. Nous entendons régénérer nos programmes d'information pour que tous les Canadiens puissent former leur propre opinion sur le nucléaire, en se fondant sur la connaissance et non sur l'émotivité. Est-ce qu'on peut parler de réacteurs nucléaires sans parler de pluies acides? Est-ce qu'on peut parler de production de radio-isotopes sans parler de traitement du cancer? Est-ce qu'on peut discuter de préservation de victuailles sans parler des effets si répandus de l'infection aux salmonelles, pas seulement au Canada, mais dans le monde entier?

• 1540

Je vous remercie de votre attention pendant cette brève introduction à notre présentation principale. M. Donnelly vous fera maintenant un exposé sur le plan d'entreprise de l'Énergie atomique du Canada Limitée.

Jim, it is all yours. Thank you.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Bénéteau. I should have welcomed you first maybe, but thank you. We are pleased to have you.

Mr. Donnelly.

Mr. Donnelly: Madam Chairman, members of the committee, thank you again for the opportunity to appear before you and review the activities of Atomic Energy of Canada Limited, and to provide you with an outline of the issues facing the company, and the plans we have in place to address them. I have a brief opening presentation, Madam Chairman, which I hope will give you an overview of our situation. Following this, my colleagues

[Traduction]

will therefore ask Mr. James Donnelly, President of the corporation, to make AECL's presentation. The presidents of our operating companies will assist in answering your questions. They are: Dr. Stan Hatcher, Research; Mr. Don Lawson, CANDU Operations; and Mr. Paul O'Neill of the RadioChemical Company.

We at AECL believe very strongly that Canadian nuclear technology and the CANDU reactor have a growing role to play in Canada's future. Selection of CANDU by this country's engineering profession as one of the top 10 Canadian engineering achievements of the past century was an appropriate choice indeed. The star of this made in Canada success story continues to provide safe, economic and environmentally clean energy to spur our country's growth. And, as world demand for new generating capacity increases, our CANDU technology is ideally suited to contribute significantly to our international trade picture and, incidentally, maintain and increase the number of related jobs in Canada.

At the present time, acceptance of nuclear technology by the Canadian public is at a low ebb. This is a challenge which we in the industry must face and overcome. We intend to revitalize our information programs to ensure that every Canadian is able to make an educated choice—one based on knowledge, not on emotion. We believe that one cannot consider nuclear power without considering acid rain, that one cannot discuss the production of radio isotopes in one word without considering the treatment of cancer, that one cannot consider the preservation of food through irradiation without considering the staggering human cost of salmonella poisoning, not only in Canada, but around the world.

Thank you for allowing me to think out loud on these important points. I will now call on Mr. Donnelly to outline AECL's corporate plan.

Allez-y, Jim. Merci.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Bénéteau. C'est peut-être vous que j'aurais dû présenter en premier. Quoi qu'il en soit, merci. Nous sommes heureux de vous avoir parmi nous.

Monsieur Donnelly.

M. Donnelly: Madame la présidente, mesdames et messieurs, je vous remercie de me fournir l'occasion de m'adresser à vous une nouvelle fois afin d'examiner les activités de l'Énergie atomique du Canada, Limitée, et de vous donner un aperçu des questions auxquelles doit faire face la Société et des plans que nous avons établis pour les aborder. Je présenterai d'abord un bref exposé qui, madame la présidente, vous donnera, je l'espère, une vue

[Text]

and I will be very pleased to respond in detail to any questions that you have.

I would like to note at the outset, Madam Chairman, that you and several of your members visited the Whiteshell nuclear laboratories in Manitoba earlier this year. I understand that you found this visit useful and informative. I also would like you to know that we would welcome and encourage you to visit our other sites to see the work that is going on in these establishments.

While Atomic Energy of Canada Limited is a single corporate entity in law, it is managed in three financially semi-autonomous operating divisions under a corporate head office. This structure best matches the various functions required of AECL under its mandate. The major divisions are the research company, which is under the control of Dr. Hatcher, and which performs a national laboratory function in nuclear and related sciences, thereby providing both the fundamental understanding of natural phenomena required to ensure the reliable operation and advancement of the CANDU reactor, and also innovative developments that can be spun off into new business initiatives; and the CANDU Operations group, which is under Mr. Lawson. This group is responsible for the design and marketing of CANDU reactors, and it is also developing spin-off business opportunities in other fields. And last is the Radiochemical Company, which is under the control of Mr. O'Neill. It focuses on the applications of atomic radiation in medical, industrial, and other fields, and on the production of radioisotopes and other equipment for these purposes.

The latter two divisions—CANDU Operations and the Radiochemical Company—function as fully commercial entities and receive no government appropriations to assist them in their endeavours.

Let me look a little further at each of these organizations in detail. The Research Company operates two world recognized national scientific laboratories. At this time it continues to receive the majority of the financial resources it requires to maintain its operations from the federal government. In the early 1980s AECL had begun acting on plans designed to reap greater financial returns on the federal government's R and D expenditures by broadening the application of the extensive expertise it had developed over the years. These efforts have been accelerated, following the May 1985 federal budget, which you will recall, called for a reduction in federal support of our R and D activities by

[Translation]

d'ensemble de notre situation, après quoi il nous fera plaisir, à mes collaborateurs et à moi-même, de répondre en détail aux questions que vous voudrez nous poser.

Pour débiter, j'aimerais faire mention de la visite que vous, madame la présidente, et plusieurs membres du comité, avez effectuée à nos laboratoires de Whiteshell au Manitoba, plus tôt au cours de l'année. Je crois savoir que vous avez trouvé cette visite profitable et instructive. Or, comme vous le savez, l'EACL exploite plusieurs autres établissements, je tiens à dire que nous serions heureux de vous accueillir à nouveau en d'autres occasions, vous et les membres du Comité.

L'Énergie atomique du Canada, Limitée, tout en ne formant qu'une seule entité sur le plan juridique, est administrée sous la forme de trois divisions exploitantes financièrement autonomes, placées sous la régie d'un bureau central. Cette structure est celle qui convient le mieux aux diverses fonctions assignées à l'EACL aux termes de son mandat. Voici le nom et les rôles de ces grandes divisions. La Société de recherche, sous la direction de M. Hatcher, qui fait office de laboratoire national dans les sciences nucléaires et les disciplines connexes: celle-ci s'emploie à acquérir la connaissance fondamentale des phénomènes naturels entourant les réactions nucléaires, connaissance dont il faut disposer pour assurer le fonctionnement fiable et le perfectionnement du réacteur CANDU. Elle s'occupe également de concevoir des projets de développement innovateurs qui pourront éventuellement donner lieu à de nouvelles initiatives commerciales. Vient ensuite le groupe Opérations CANDU, qui relève de M. Lawson, et qui est chargé de la conception et de la commercialisation des réacteurs CANDU, et qui s'emploie également à exploiter les occasions d'affaires qui peuvent se présenter sous forme de retombées dans d'autres secteurs d'activités. Enfin, il y a la Société radiochimique, qui relève de M. O'Neill, et qui se consacre aux applications des rayonnements dans les secteurs médical et industriel, et dans d'autres champs d'activité, et à la production de radio-isotopes et de matériel destiné à ces fins.

Les deux dernières divisions, soit Opérations CANDU et la Société radiochimique, fonctionnent comme des entités commerciales à tous égards et ne reçoivent aucun crédit gouvernemental pour les aider dans leurs entreprises.

Regardons d'un peu plus près ce que fait chacune de ces divisions. La Société de recherche exploite deux laboratoires scientifiques nationaux, qui bénéficient d'une réputation mondiale. À l'heure actuelle, la plus large part des ressources financières dont elle a besoin pour assurer la poursuite de ces activités lui vient encore du gouvernement fédéral. Au début de la décennie, l'EACL a entrepris de mettre au point des plans visant à profiter davantage des fonds octroyés par le gouvernement fédéral aux projets de recherche—développement et à en tirer des revenus accrus, en élargissant le champ d'action des vastes compétences qu'elle s'est acquises au cours des années. Ces efforts se sont intensifiés à la suite du budget fédéral

[Texte]

50%, or \$100 million annually, to be reduced over a five-year period.

In meeting this reduction objective, it was intended that AECL Research Company should generate replacement funds through the development and commercialization of new, more diversified market opportunities based on its multi-disciplinary bank of knowledge and expertise. It should also seek, with the assistance of Energy, Mines and Resources, financial support for its activities from the provinces and from the provincial utilities that are receiving particular benefits from this research and development, and an appropriate level of funds generated by the commercial sectors of the company should be more formally committed to the support of this research and development.

• 1545

AECL agreed with this philosophical thrust and continue to support these principles. However, the rate of change required by the reduced R and D budget has produced substantial problems, which we have had to address and which will require continued attention over the next few years if the very fabric of one of Canada's most important R and D institutions is to be retained for the benefit of future generations.

The foregoing objectives called up a need for both organizational and cultural adjustments within the Research Company itself, which I believe have been successfully accomplished since our meeting with you last year. It remains necessary to enhance our detailed understanding of the physical and chemical phenomena which occur in the operation and maintenance of our CANDU reactor system. This information will provide more precision and quantification of the safety, reliability, and economics of this source of energy. In this way we can provide extensive data to give a more detailed understanding of the characteristics of the system to a very wide audience.

Similarly, it remains necessary to develop, in a timely manner, the basic understandings and methodologies that will allow us confidently to isolate high-level radioactive waste material from the biosphere when the need to do so arises. Such activities parallel what I might call our traditional R and D programs.

Today the Research Company has in place an organization which can, in addition, pick out and assess opportunities for their potential commercial return, develop and nurture viable opportunities through their

[Traduction]

de mai 1985, qui prévoyait, vous vous en souviendrez, une réduction d'environ 50 p. 100 de l'aide fédérale à nos travaux de recherche et de développement au cours d'une période de cinq ans, soit approximativement 100 millions de dollars par année.

Pour compenser une telle réduction, il était entendu que la Société de recherche de l'EAEL devait tâcher de trouver d'autres revenus en explorant de nouveaux marchés et en obtenant des débouchés plus diversifiés pour ses produits, grâce à son vaste répertoire de spécialisations et de compétences, qui s'étend à plusieurs disciplines. Elle devait également chercher à obtenir, par l'intermédiaire d'Énergie, Mines et Ressources, un appui financier pour ses activités auprès des provinces et des compagnies d'électricité qui en bénéficient particulièrement; et enfin, il fallait réserver de façon plus officielle un montant approprié, à même les recettes des secteurs commerciaux de la Société, au soutien des projets de recherche et de développement.

L'EAEL avait alors souscrit aux principes d'orientation qui étaient à l'origine de ces décisions, et elle continue d'adhérer à ces principes. Toutefois, le rythme des transformations requises a entraîné des problèmes importants, auxquels nous nous sommes employés à faire face, et il faudra leur porter une attention soutenue au cours des prochaines années si nous voulons que l'essence même de l'un des plus importants établissements de recherche et de développement au Canada soit conservée au profit des générations futures.

Pour atteindre les objectifs susmentionnés, il fallait procéder à des transformations au sein de la Société de recherche, à la fois au niveau de l'organisation et des mentalités, et à mon avis, c'est une tâche qui a été accomplie avec succès depuis notre rencontre de l'an dernier. Par ailleurs, il demeure essentiel de parfaire en détail la connaissance que nous avons des phénomènes physiques et chimiques qui se produisent dans le cadre de l'exploitation et de la maintenance de notre filière CANDU. Ces renseignements nous permettront d'obtenir une perception plus précise et une quantification plus exacte de la sécurité, de la fiabilité et des aspects économiques de cette source d'énergie. De cette façon, nous serons en mesure de fournir des données complètes et détaillées qui permettront à un vaste auditoire de se faire une idée plus précise des caractéristiques de cette filière nucléaire.

De la même façon, il reste indispensable d'acquérir, en temps opportun, les connaissances et les méthodes qui nous permettront, en toute sûreté, d'isoler de la biosphère les déchets radioactifs de haute activité, au moment où le besoin s'en fera sentir. Ces activités se déroulent parallèlement à ce que j'appellerais nos programmes traditionnels de recherche et de développement.

Aujourd'hui, la Société de recherche possède une organisation qui peut, en outre, détecter et évaluer des occasions d'affaires offrant des possibilités de rendement commercial, rechercher et exploiter des marchés viables

[Text]

early stages, and, finally, establish these opportunities as free-standing profit centres either within the ambit of the Research Company or as spin-off businesses akin to the development of the Radiochemical Company or CANDU operations.

At this point, none of these new ideas have reached this latter stage; however, several hold a good chance of getting there over the next few years.

These opportunities extend far beyond what might be conventionally perceived as our "business". For example, a particular technique for remote sensing and measurement developed as a necessity in the nuclear business has been proven successful in determining incipient failures in helicopter gearboxes and major machinery of other types. Equipment to do this on a commercial basis is now being test-marketed. As another example, you have probably heard of our success in securing a contract from Morton Thiokol to improve the O-ring seals that failed so catastrophically on the *Challenger* shuttle in early 1986. Again, this work rests on knowledge developed originally for its importance to nuclear reactors but which has very broad application.

While I have, obviously, a high level of confidence that AECL has the potential within itself to adjust to a broadened leadership role in research and development and innovation, I must caution that getting from the past to the future is not a stroll through a bed of roses. In spite of their best efforts to date, the Department of Energy, Mines and Resources and AECL have not yet secured provincial funding to offset the federal reductions. As I have implied, new business opportunities will take some time before they will make a significant contribution to our resource base, and transfers from commercial groups of AECL are in fact dependent on the market success of these groups. Although I believe our R and D operations are on the right track, I expect that the next few years will be very difficult years during which we will see further adjustments to our activities.

Before turning to a brief review of our financial activities, I should comment on the main estimates, items entitled "Decommissioned Facilities". This is a new heading in the estimates which provides funding for the storage and safekeeping of what were government-funded facilities, but which have outlived their usefulness to the

[Translation]

au cours des premiers stades d'implantation, et enfin faire de ces initiatives commerciales des centres de profit autonomes, soit en tant qu'entités placées sous l'autorité de la Société de recherche, soit en tant qu'entreprises distinctes s'apparentant à la Société radiochimique ou aux Opérations CANDU.

Pour le moment, aucune initiative commerciale n'a pu atteindre cette dernière phase; toutefois, il y en a plusieurs qui ont une bonne chance d'y parvenir au cours des prochaines années.

Ces occasions d'affaires dépassent largement le cadre de ce qu'il serait convenu d'appeler «nos affaires»; par exemple, on peut citer le cas d'une technique particulière de télédétection et de mesure, dont l'industrie nucléaire a absolument besoin dans ses activités courantes, et qui s'est avérée fort utile pour déceler les défauts naissants dans les boîtes de vitesses des hélicoptères et dans divers types de machines. Il s'agit maintenant d'en faire une exploitation commerciale, et le matériel destiné à cette fin a été lancé sur le marché à titre d'essai. Comme autre exemple, il y a le contrat que nous avons réussi à obtenir de Morton Thiokol, dont vous avez probablement entendu parler, contrat qui a pour objet d'améliorer les joints toriques d'étanchéité dont la défaillance a entraîné la catastrophe que l'on sait au cours du vol de la navette spatiale *Challenger* au début de 1986. Là encore, ce travail repose sur une technologie qui a été mise au point au départ en raison de son importance pour les réacteurs nucléaires, mais dont le champ d'application est très vaste.

Tout en croyant fermement que l'EACL possède en elle-même le potentiel voulu pour s'adapter à un rôle de chef de file qui va s'élargissant dans les domaines de la recherche et de développement et de l'innovation, je dois vous prévenir néanmoins que la réalisation de cet objectif sera loin d'être facile. Déjà, en dépit de tous les efforts qu'il a déployés, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources n'est pas parvenu à obtenir une contribution financière des provinces pour compenser la réduction des fonds fédéraux au chapitre de la recherche et du développement. Comme je l'ai indiqué, il faudra un certain temps avant que les nouvelles initiatives commerciales aient pris suffisamment d'ampleur pour apporter une contribution sensible à notre base de ressources; par ailleurs, les virements de fonds à attendre de groupes commerciaux de l'EACL dépendent des conditions du marché. Même si je crois que nos activités de recherche et de développement sont engagées sur la bonne voie, je m'attends à ce que les prochaines années soient des années difficiles, au cours desquelles nous serons appelés à apporter d'autres remaniements à la conduite de nos activités.

• 1550

Avant de passer à une brève revue de nos activités commerciales, je désire faire quelques commentaires au sujet d'un élément du Budget principal des dépenses, à savoir les «Installations déclassées». Il s'agit d'un nouveau poste budgétaire qui prévoit des fonds pour la fermeture et la garde sécuritaire des installations financées par l'Etat

[Texte]

nuclear program. These facilities have now mainly been decommissioned in the operational sense. All will have reached a status of safe storage by about the middle of 1987.

They are managed as a group because this structure provides the greatest cost efficiencies. Currently, the group consists of the decommissioned heavy water plants at Glace Bay and Port Hawkesbury, the partially completed plant at La Prade, Quebec, the Gentilly 1 reactor in Quebec and the Douglas Point reactor in Ontario.

I would like to move to some brief comments on the fully commercial sectors of AECL. The Radiochemical Company, which has its primary site in Kanata, has continued to develop its successful operations in the production and marketing of radio-isotopes and associated equipment. It remains the western world's major supplier of its primary product lines. As you heard earlier this year, it is well situated to expand its business in newly emerging radiation processing applications such as food preservation and the sterilization of municipal wastes.

I think you are aware that the Radiochemical Company is a candidate for privatization. Under the overall direction of the government's Privatization Task Force, studies towards this end have continued throughout the year and are still in progress. I am not at liberty to discuss this matter in any great detail, but perhaps we can respond to general questions.

Following my earlier comments about the research company, however, I would note the major concern of AECL is the realization of some benefits from the sale of the Radiochemical Company, which we have grown since infancy, to plough back these benefits into the development of other businesses for the future.

The other major self-supporting division of AECL is CANDU Operations. This group has its main offices in Mississauga and Montreal. It is responsible for the engineering and design of CANDU reactors and for marketing them internationally and domestically outside Ontario. Like all world power plant suppliers, nuclear, coal, oil or whatever, CANDU Operations has been hit hard over the past few years by the general world recession which led to a situation of over-supply in electricity generation capacity. Indeed, CANDU Operations staff now number close to 1500 persons fewer than it did about five years ago.

We, and reputable organizations such as the OECD and the World Energy Conference, see this situation of over-capacity coming to a close in the next seven to ten years.

[Traduction]

qui ont dépassé leur durée de vie utile dans le cadre du programme nucléaire. Ces installations ont été déclassées au sens opérationnel du terme, et toutes auront atteint le stade de la fermeture sous surveillance d'ici le milieu de l'année en cours.

Elles sont administrées en tant que groupe, car c'est le mode de gestion le plus efficace en ce qui concerne les coûts. À l'heure actuelle, le groupe comprend les usines d'eau lourde de Glace Bay et de Port Hawkesbury (Nouvelle-Écosse) et l'usine partiellement achevée de LaPrade, ainsi que le réacteur de Gentilly 1 au Québec et le réacteur de Douglas Point en Ontario.

Je voudrais maintenant dire quelques mots sur les secteurs à vocation proprement commerciale de l'EACL. La Société radio-chimique, dont l'établissement principal est situé à Kanata, a poursuivi avec succès l'exercice de ses activités dans la production et la mise en marché des radio-isotopes et du matériel connexe. Dans ses gammes de produits primaires, elle continue d'être le principal fournisseur du monde occidental et, comme vous l'avez appris plus tôt au cours de l'année, elle est bien placée pour augmenter son volume d'affaires en ce qui a trait aux nouvelles applications que laisse entrevoir le traitement par irradiation, notamment la préservation des aliments et la stérilisation des déchets municipaux.

Par ailleurs, vous n'êtes pas sans savoir que la société radiochimique est une candidate à la privatisation. Les études à cette fin se sont poursuivies tout au long de l'année, sous la direction générale du Groupe d'étude gouvernemental sur la privatisation, et les travaux sont toujours en cours. Pour le moment, je ne suis pas en mesure de fournir plus de précisions sur cette question.

Néanmoins, dans le contexte des observations que j'ai formulées auparavant au sujet de la Société de recherche, je dirais que l'EACL espère grandement retirer certains profits de la vente de la Société radiochimique, entreprise dont nous avons suivi le développement depuis le début, afin de réinvestir ces profits dans l'expansion d'autres initiatives commerciales pour les années à venir.

L'EACL compte une autre grande division autonome, les Opérations CANDU. Ce groupe, dont les principaux bureaux sont situés à Mississauga et à Montréal, est chargé de la conception et de l'ingénierie des réacteurs CANDU et a également pour tâche d'en faire la mise en marché au niveau international et à l'intérieur du pays, hors de l'Ontario. Comme tous les grands fournisseurs de centrales d'énergie dans le monde, qu'il s'agisse de centrales nucléaires, de centrales au charbon ou au mazout, ou de quelque autre type de centrale, Opérations CANDU a été durement touchée au cours des dernières années par la récession mondiale générale, laquelle a conduit à une situation de surcapacité de production dans le domaine de l'électricité. Il en résulte que l'effectif des Opérations CANDU compte près de 1,500 personnes de moins qu'il en avait il y a environ cinq ans.

Tout comme certains organismes réputés, tels que l'OCDE et la Conférence mondiale de l'énergie, nous entretenons que ce problème de surcapacité en viendra à

[Text]

Already the marketplace is becoming more alive and inquiring. The Chernobyl accident of last year caused a legitimate disruption in this renewal process as countries reviewed their own nuclear programs and reassessed the benefits of and the need for nuclear energy.

Over the last few months, countries with major nuclear programs, including the United States, the United Kingdom, Japan and France, have reconfirmed their confidence in nuclear energy and their intention to continue its development. International organizations, such as those I mentioned, share the view that nuclear energy will play an important role in the world's future energy mix.

While some bids for new nuclear power plants will go to tender over the next few years, as I noted, it is more likely that we are looking at perhaps a decade before a relatively stable market reappears. In preparation for this, we have developed a CANDU 300 unit to complement the very successful CANDU 600. This new unit utilizes the proven components of its progenitor in a smaller, more easily constructable configuration. About 80% of the western world's power plants of all types are ordered in this range. The CANDU 300 is designed to tap this market on a competitive basis in terms of both cost and short construction time.

• 1555

Today, AECL is unique in the world in being able to offer a nuclear unit of this size. The major issue over the next few years, however, will be to maintain this lead through a solid, wholly commercial demonstration of the CANDU 300's capability. Given that the province of New Brunswick requires this amount of new capacity to be in service in the early 1990s, the construction of a CANDU 300 at the Lepreau site presents such a timely opportunity.

In closing, Madam Chairman, I would like to thank you for the invitation to appear before your committee to review and discuss the activities of AECL, and I would reiterate my invitation to you and your committee to visit us whenever the time is appropriate.

Thank you, Madam Chairman.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Donnelly. Yes, indeed, the committee did travel to Pinawa, the Whiteshell area. Mr. Porter was with us, Mr. Clay our consultant, and Ms Savage, the clerk of the committee. I

[Translation]

se résorber au cours des sept à dix prochaines années. Déjà, le marché commence à manifester un regain de vie et à s'interroger. L'accident de Tchernobyl de l'an dernier a causé une perturbation, fort compréhensible d'ailleurs, dans ce processus de régénération, les pays ayant entrepris de réviser leurs propres programmes nucléaires et de réévaluer les avantages de l'énergie nucléaire et les raisons pour lesquelles ils ont besoin d'y recourir, si raisons il y a.

Au cours des derniers mois, plusieurs pays dotés de programmes nucléaires importants, dont les Etats-Unis, le Royaume-Uni, le Japon et la France, ont réaffirmé leur confiance en l'énergie nucléaire et ont indiqué leur intention d'en poursuivre l'exploitation. De leur côté, les organismes internationaux, comme ceux dont j'ai parlé auparavant, estiment que l'énergie nucléaire occupera une place importante dans l'ensemble des ressources énergétiques mondiales de demain.

Bien que certains appels d'offres de nouvelles centrales nucléaires seront lancés au cours des prochaines années, il est probable, comme je l'ai mentionné, qu'il faudra compter une décennie avant d'assister à l'avènement d'un marché relativement stable. En prévision d'une telle situation, nous avons mis au point la centrale CANDU de 300 MWe pour servir de complément à celle de 600 MWe, qui a connu un très grand succès. Cette nouvelle unité aux dimensions plus restreintes fait appel aux composantes reconnues de son prédécesseur, et sa configuration permettra une construction plus facile. Etant donné que 80 p. 100 de l'ensemble des commandes de centrales nucléaires de tous genres du monde occidental se situent dans la gamme des 200 à 400 MWe, le CANDU 300 est conçu pour exploiter ce marché et est en mesure de le faire de façon concurrentielle, à la fois pour ce qui est du coût et pour ce qui touche le délai de construction.

À l'heure actuelle nous sommes les seuls au monde à qui pouvons offrir une centrale nucléaire de cette taille. Le principal enjeu des années qui viennent sera de maintenir cette avance en faisant valoir, dans une perspective strictement d'affaires, les caractéristiques exceptionnelles du réacteur Candu. Ainsi, si l'on considère que la province du Nouveau-Brunswick doit compter sur un ajout de cet ordre à sa puissance installée, ajout dont l'entrée en service est prévue entre le début et le milieu des années 1990, la construction d'une centrale Candu 300 sur le site de Lepreau offre une occasion d'affaires opportune.

Pour terminer, madame la présidente, je vous remercie à nouveau de m'avoir invité à comparaître devant votre comité afin de passer en revue et de discuter des activités de l'AECL, et je vous réitère mon invitation à venir visiter nos divers établissements. Merci à vous.

Merci, madame la présidente.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Donnelly. Effectivement le Comité s'est déjà rendu à Pinawa et dans la région de Whiteshell. Nous étions d'ailleurs accompagnés de M. Porter, de M. Clay notre consultant, et

[Texte]

think Mr. Porter would agree that it was an extremely valuable trip and we want to extend to you and your group our sincere thanks. The tour was well run; we were provided with all sorts of information. It really could not have been better, Dean, could it? It was very, very, very good.

Mr. Donnelly: Thank you, Madam Chairman.

The Chairman: I noticed the date on your corporate plan and budget summary to be April 1987. Can you explain to me why it was not tabled in the House until May 15, which was last week?

Mr. Donnelly: The tabling of the plan, Madam Chairman, is the prerogative of the Minister. I cannot answer the question in that regard.

The Chairman: I guess the thought behind the question is that the estimates have to be reported back to the House by May 29, and in order to review each one and review each one properly with sufficient information, we felt that we perhaps did not have enough time or enough information. However, if you have submitted it to the Minister, perhaps it was held up in his office.

Mr. Gervais missed the trip to Pinawa, but next time perhaps we will get together. Mr. Gervais.

Mr. Gervais: Thank you, Madam Chairman.

I would like to take this opportunity to welcome Mr. Donnelly, Mr. Bénéteau, and the other gentlemen, and thank you very much for appearing before our committee.

I noticed in your financial summary that you did not include a clear balance sheet and statement of assets and liabilities. With statements or ideas of privatization, one would think these two documents would be very important for anyone taking a look at your operations. Can you tell us why these two documents are not included—a balance sheet, a statement of assets and liabilities, as well as an operating statement?

Mr. Donnelly: Madam Chairman, the annual report of the corporation, which is of course produced each year and tabled in the House, does cover our full operating statement, balance sheet, use of funds, with all the adequate financial supporting data on the performance of the corporation. That is a past statement.

The provision of forecasts in great detail, may I say, is something we have some reservation about from a commercial security aspect. We really do not like, and no other corporation in the commercial field does like to produce long-range forecasts of revenue, long-range forecasts of operating statements. In fact, as Crown corporations are required to do under this planning, we do provide a lot more projections than are required under standard commercial practice. May I say there is no intent

[Traduction]

de M^{me} Savage, le greffier du Comité. M. Porter sera d'accord pour dire que le voyage a été extrêmement intéressant, et nous en profitons pour vous en remercier encore très sincèrement, vous et votre société. Le tour était très bien organisé, et nous avons pu obtenir toutes sortes d'informations. Je pense même que les choses n'auraient pas pu mieux aller, qu'en pensez-vous, Dean? Tout était vraiment très bien organisé.

M. Donnelly: Merci, madame la présidente.

La présidente: J'ai remarqué que le sommaire du plan de l'entreprise et du budget portait la date d'avril 1987. Pouvez-vous alors m'expliquer pourquoi ce sommaire n'a été déposé à la Chambre que le 15 mai, c'est-à-dire la semaine dernière?

M. Donnelly: C'est le ministre qui est responsable du dépôt à la Chambre de ce document, madame la présidente. Je ne peux pas répondre de façon plus détaillée à votre question.

La présidente: Je pose la question parce que nous avons à faire rapport du budget à la Chambre avant le 29 mai; nous avons donc trouvé que cela nous laissait très peu de temps, et que nous risquions peut-être également de ne pas être suffisamment informés de tous les détails intéressants. Il est donc, en l'occurrence, possible que ce document ait été retenu au bureau du ministre.

M. Gervais n'a pas fait le voyage de Pinawa, j'espère que la prochaine fois il pourra en être. Monsieur Gervais.

M. Gervais: Merci, madame la présidente.

Je tiens à souhaiter la bienvenue à M. Donnelly, à M. Bénéteau et à ceux qui les accompagnent; je les remercie donc d'être venus témoigner.

J'ai remarqué qu'il n'y avait dans votre sommaire financier ni bilan clairement établi, ni indication de l'état des actifs et du passif. Étant donné qu'il est question de privatisation, j'imagine que ce genre de renseignements serait très utile à quiconque s'intéressait à votre entreprise. Pourquoi n'y a-t-il donc ni bilan, ni indication de l'actif et du passif, ni bilan d'exploitation?

M. Donnelly: Madame la présidente, le rapport annuel de la Société que nous déposons chaque année à la Chambre comprend évidemment un rapport d'exploitation complet, avec bilan, affectation des fonds, et toutes les données financières et comptables nécessaires à l'évaluation de la performance de la société. C'est ainsi que nous procédons lorsqu'il s'agit du rapport de l'année écoulée.

Mais pour des raisons évidentes de secret commercial, nous avons quelques hésitations à fournir des renseignements détaillés sur nos prévisions. Nous n'aimons pas, pas plus d'ailleurs que n'importe quelle autre société engagée dans une activité commerciale, publier nos prévisions à long terme, qu'il s'agisse de nos recettes ou de nos comptes d'exploitation. D'ailleurs, et comme n'importe quelle autre société de la Couronne, ce plan que nous présentons fournit beaucoup plus

[Text]

to deny the committee that sort of information, but there is a lack of desire to put information of that kind in the hands of our competitors—and I mean our competitors not only in the power business but also in the radiochemical business.

If the committee wished to see these details in camera, I can assure you that the internal plans of the corporation and plans that have been submitted to government do contain all that detail.

• 1600

Mr. Gervais: Thank you, sir. Madam Chairman, I think the last part of the answer inviting us to see those documents, at which time they would be made available, answers my question. I have an accounting background. Any financial summary does not mean too much without the balance sheet and the expressed statement of assets.

While we are on the subject of—

The Chairman: Excuse me, Mr. Gervais. To intervene, would it be possible to have it tabled with the clerk of the committee, Mr. Donnelly?

Mr. Donnelly: As I said, I am very reluctant to table information in the public hands. Again I do not even mean in the hands of my critics, but in the hands of my competitors. We would provide a commercial advantage, for example, Madam Chairman, if we showed our commercial revenues and their source and if we showed them the balance sheet. We would be indicating to our competitors when we anticipated successful orders and successful trading in certain specific areas.

Mr. Bénéteau: And to our customers.

Mr. Donnelly: And to some extent to our customers, with whom we are often in negotiation. We have some reluctance to provide what in fact is commercial information, which no operating company is required to do under standard practice.

The Chairman: All right.

Mr. Donnelly: But I would not like to deny your committee members individually or even collectively sight of it, but I would not wish to table it publicly.

The Chairman: I understand and I certainly accept your explanation. If there was any need, we could have an in camera meeting so it would remain confidential. Thank you.

Mr. Donnelly: Right.

The Chairman: Excuse me, Mr. Gervais.

[Translation]

d'indications sur nos prévisions que ne le ferait n'importe quelle autre société du secteur privé. Soyez certaine que nous ne voulons pas priver le Comité de ce type d'informations, mais nous ne tenons, bien sûr, pas non plus à la communiquer à nos concurrents; je pense à nos concurrents du secteur de la production de l'énergie, mais également du secteur de la radiochimie.

Si le Comité désire prendre connaissance de ces détails au cours d'une séance à huis clos, je puis vous assurer que les plans d'entreprise que nous avons soumis au gouvernement contiennent tous ces détails.

M. Gervais: Merci. Madame la présidente, puisque l'on nous invite à prendre connaissance de ces documents à huis clos, je pense que cela répond à ma question. J'ai une formation de comptable et je sais qu'un résumé financier présenté sans bilan, ni état des actifs, ne signifie pas grand-chose.

Puisque nous en sommes. . .

La présidente: Excusez-moi, monsieur Gervais, d'intervenir; serait-il possible, monsieur Donnelly, de vous demander de déposer ce document auprès du greffier du Comité?

Mr. Donnelly: Comme je vous le disais, je répugne vraiment à rendre public ce type de renseignement. Je ne veux pas tant parler du fait de les communiquer aux personnes qui sont chargées de faire ma critique, que de la possibilité de les laisser tomber entre les mains de mes concurrents. Cela leur donnerait un avantage très net sur nous, madame la présidente, puisque nous leur donnerions des indications précises sur la structure de nos revenus, et qu'ils pourraient prendre connaissance de notre bilan. Cela leur donnerait une idée de notre stratégie commerciale et leur permettrait de connaître notre calendrier de commandes.

M. Bénéteau: Même chose pour nos clients.

M. Donnelly: Oui, je pense à ces clients avec lesquels nous sommes très souvent en cours de négociations. Il s'agit donc de renseignements concernant nos activités commerciales, et qu'aucune autre société du secteur privé n'est normalement tenue de communiquer.

La présidente: Très bien.

M. Donnelly: Mais je ne veux pas non plus empêcher les membres du Comité, individuellement ou collectivement, de prendre connaissance de ces documents; je tiens tout simplement à éviter qu'ils ne tombent dans le domaine public.

La présidente: Je comprends très bien votre point de vue et j'accepte cette explication. Nous pourrions donc pour cela avoir une réunion à huis clos pour que tout reste secret. Merci.

M. Donnelly: Très bien.

La présidente: Excusez-moi, monsieur Gervais.

[Texte]

Mr. Gervais: It is quite alright. Thank you, Madam Chairman. I think it was good that you mentioned the second part of the question. At a future day we may want to look at these documents. This is why we thought we would clear it up.

I was mentioning privatization. There was some statement made of the possibility of privatization during the 1987-88 fiscal year. Could you tell us what operations of your corporation might have the best chance of being privatized? Would all or them or some parts of them lend themselves to be privatized more than others?

Mr. Donnelly: Madam Chairman, the two operations that are being considered either collectively or individually—and there is no determination whether they will be dealt with collectively or individually—are our Radiochemical Company, on which Mr. O'Neill can answer specific questions, and our medical products division. They are both here in Kanata. One deals with radio-isotopes in various applications, and the other one has been a traditional manufacturer of cancer treatment and machines; it also has been considered for privatization.

Mr. Gervais: Madam Chairman, I suppose you have answered this question earlier: I was going to ask you the state of the balance sheets of those operations that might privatize. I suppose again it would be an in camera effort, if we were to want to have a look at them. Would it be...?

Mr. Donnelly: If I can go to our annual report, which is public, we will get some strong clue on it. Maybe I will give you a foresight of the annual report, which is in preparation and which will be issued in June this year. The revenues of the corporation will be now be greater from its non-power activities, i.e., its non-CANDU activities, than from the medical and radiochemical companies, for the first time.

This shows a very significant growth in this area of business. I can report that the contribution to income from this sector in this report is quite substantial. In other words, they are both very profitable operations.

Mr. Gervais: Thank you. Madam Chairman, again with the privatization, has the government indicated its intentions to you as to how it is going to conduct divestiture of the corporations in the case of privatization? Would it be share offerings, take-over sale, etc.?

Mr. Bénéteau: Madam Chairman, if I may, I will field this one. There are several quite important meetings within the next two or three weeks to finalize the approach. The board of AECL is considering the matter at its next board meeting. I know that in Minister McDougall's office they are also working very actively in considering the various options.

[Traduction]

M. Gervais: Je comprends très bien. Merci, madame la présidente. Il est bon que vous soyez revenue sur la deuxième partie de la question. Il se pourrait effectivement que le Comité désire regarder de plus près ces documents. Cela nous donnera peut-être quelque lumière supplémentaire.

Je parlais de privatisation. Il a même été question de concrétiser cela au cours de l'exercice 1987-1988. Quels sont les aspects de vos activités qui se prêteraient, à votre avis, le mieux à une privatisation? Y aurait-il là certaines distinctions à faire?

M. Donnelly: Madame la présidente, les deux aspects de nos activités auxquels nous pensons, pour la privatisation, soit en bloc soit séparément—et pour le moment, rien n'a été décidé à ce sujet—sont la Société radiochimique d'un côté, dont M. O'Neill pourra vous parler plus en détail, et notre division des produits médicaux de l'autre. Tout cela se trouve à Kanata. Il est question, d'un côté, de l'utilisation des isotopes radioactifs, et, de l'autre, de mise au point de traitement du cancer et des appareils médicaux correspondants; il a été question de privatiser ces deux composantes de la société.

M. Gervais: Madame la présidente, je suppose que l'on a déjà répondu à la question tout à l'heure: j'allais vous demander un bilan de vos opérations qui feraient l'objet d'une privatisation. Là encore, il faudra se réunir à huis clos, si nous voulons en prendre connaissance?

M. Donnelly: Si je peux me servir de notre rapport annuel, qui est public, lui, je pense que je pourrais vous en donner une idée assez claire. Je me réfère donc, avant sa publication, au rapport annuel qui est en cours de rédaction et qui sortira au mois de juin de cette année. Pour la première fois, c'est le secteur non énergétique, c'est-à-dire médical et radiochimique, ne concernant pas les réacteurs CANDU, qui représentent la part la plus importante de nos recettes.

Cela montre donc que c'est un secteur en pleine croissance, et notre rapport indique que les recettes qui en proviennent sont vraiment importantes. Voilà donc en d'autres termes deux secteurs d'activités extrêmement rentables.

M. Gervais: Merci. Madame la présidente, je reviens toujours à la privatisation, le gouvernement vous a-t-il fait savoir comment il entendait procéder? Y aura-t-il une émission d'actions mises en vente, opérations de rachat, etc.?

M. Bénéteau: Madame la présidente, si vous le permettez, je vais m'occuper de cette question. Il va y avoir quelques réunions très importantes d'ici deux ou trois semaines pour mettre un point final au dossier. Il va également en être question à la prochaine réunion du conseil d'administration de l'AECL. Je sais également qu'au bureau de la ministre, M^{me} McDougall, on est en train d'étudier toutes les possibilités qui s'offrent.

[Text]

[Translation]

• 1605

To get back to an earlier question, some of the figures you mentioned that would be interesting or useful to have will certainly have to be publicized in a more restricted manner, should the shareholder decide to sell any or parts of the. . . Obviously, nobody is going to buy a pig in a poke, and there will have to be some kind of. . . I am sorry, Paul, I did not mean that literally.

The Chairman: Who is the pig in the poke? He gets equal time.

Mr. Bénéteau: But there will have to be some restricted dissemination of what could be considered confidential pro forma figures.

Mr. Gervais: Thank you, sir.

Madam Chairman, just one final question. Eldorado Nuclear, I know they are a separate entity and are also a Crown corporation. Is there any relationship between yourselves and Eldorado Nuclear?

Mr. Bénéteau: Solely through the shareholders.

Mr. Gervais: Solely.

Mr. Bénéteau: Of course, we are customers.

Mr. Gervais: Yes.

Mr. Donnelly: We buy uranium from time to time from them. We also work together on some proposals where we are carrying their uranium proposal within our bid. But we have no formal relationship with them. It is just an ongoing good, friendly business synergistic relationship.

Mr. Gervais: Thank you very much. Thank you, Madam Chairman.

The Chairman: Thank you. Mr. Porter.

Mr. Porter: Thank you very much, Madam Chairman.

Mr. Donnelly, Mr. Bénéteau, and gentlemen, may I welcome you here as well. As the chairman indicated, we did enjoy the visit we had. You outlined in your presentation that there are other sites, and I think it did come up for discussion, Madam Chairman, that this committee, or members of it, would, at some future time, appreciate the opportunity to see some of the other locations as well.

You indicated that in the CANDU operation there were no government appropriations involved. Could you give us an overview on certainly the Chernobyl incident last year, the effects it may have had on the marketplace—I understand a loss of reactor orders, Turkish and Korean orders, has taken place—your view on the outlook of the CANDU sales in light of the market potential we see; and also from the other perspective some of the situations that have taken place and the public's perception on the sale of reactors to other countries? I wonder if some of you

Pour revenir à une question qui a été posée tout à l'heure, il est vrai que certains chiffres pourraient être intéressants, ou même utiles, si l'on pouvait les publier de façon limitée, au cas où l'actionnaire déciderait de vendre en totalité ou en partie. . . Personne, de toute évidence, ne va acheter chat en poche, et il faudra bien d'une façon ou d'une autre. . . Excusez-moi, Paul, je ne voulais pas être absolument catégorique.

La présidente: Qui est le chat, et dans la poche de qui? Il n'aura pas plus de temps que vous.

M. Bénéteau: Mais il faudra bien limiter la divulgation de chiffres, qui en principe sont confidentiels.

M. Gervais: Merci, monsieur.

Madame la présidente, une dernière question. Eldorado Nucléaire est une société distincte, mais c'est également une société de la Couronne. Y a-t-il des rapports entre les deux sociétés?

M. Bénéteau: Seulement au niveau des actionnaires.

M. Gervais: Seulement pour cela.

M. Bénéteau: Nous sommes évidemment leurs clients.

M. Gervais: Oui.

M. Donnelly: Nous leur achetons de l'uranium de temps en temps. Nous sommes également appelé à collaborer lorsque nous soumissionnons et que nous inscrivons, dans notre appel d'offres, leur proposition de fourniture d'uranium. A part cela nous n'avons aucune espèce de relation structurelle. Nos rapports sont d'excellents rapports d'affaires et éventuellement de collaboration.

M. Gervais: Merci beaucoup. Merci, madame la présidente.

La présidente: Merci. Monsieur Porter.

M. Porter: Merci beaucoup, madame la présidente.

Je tiens à souhaiter la bienvenue à M. Donnelly, à M. Bénéteau, et aux personnes qui les accompagnent. Comme la présidente l'a déjà dit, nous avons beaucoup apprécié la visite que nous avons pu vous rendre. Vous énumérez, dans votre mémoire, d'autres emplacements et sites, et si je ne me trompe, madame la présidente, le Comité, ou du moins certains de ses membres, aimerait pouvoir également visiter un jour ces autres installations dont vous parlez.

Vous dites que Opérations CANDU fonctionne sans crédits de l'État. Pourriez-vous nous donner une idée des conséquences qu'a pu avoir l'accident de Chernobyl de l'an dernier, du point de vue de la commercialisation de vos réacteurs. Si je ne me trompe, cela s'est traduit par l'annulation de certaines commandes que vous attendiez, notamment de la part de la Turquie et de la Corée. Que nous réserve donc l'avenir, dans ce domaine? D'un point de vue par ailleurs complètement différent, comment le public réagit-il à la vente de ces réacteurs à des pays tiers?

[Texte]

would care to comment; just an overview on that, if you would, please, sir.

Mr. Donnelly: Madam Chairman, could I ask Mr. Lawson to comment on that?

The Chairman: Mr. Lawson.

Mr. D. Lawson (President, CANDU Operations, Atomic Energy of Canada Limited): Thank you, Madam Chairman.

You mentioned loss of orders. I will touch on those first. We are still in discussion in Turkey. The Turkish authorities are still interested in CANDU. The problem holding up any completion of an order, or commitment of an order, is trying to get the financing and the commercial arrangements for such financing into place. We are still maintaining our office there. It is not a particularly bright prospect, because we have been working a long time without getting the financing in place.

We did submit a bid into Korea. This was for quite a lot of power and they ordered it go to the United States. That was signed up in April of this year. We were hoping we would get a second unit on the Wolsung site, where their first CANDU reactor is working very successfully. That did not take place. We are watching carefully their increase in demand for electricity, which is very high, because their economy has been booming. We still maintain our office there, and we are still in discussion with them. That should not be read as being a bright opportunity for CANDU sales in the immediate future.

• 1610

We do see in the longer term that the increase in demand around the world will eventually catch up with the over-building of power plants and that will give us some prospects. The prospects are very thin in the short term, as Mr. Donnelly mentioned, and we want to try and get a commitment here first off to this smaller reactor, the CANDU 300 in New Brunswick. If we do not get that, we will be in quite serious trouble in our ability to bridge the gap until demand comes back again.

You were mentioning Chernobyl. That was a very hot topic at this committee meeting last year. There has been an awful lot of examination of that issue over the year and I think there is fairly clear agreement around the world that there were design deficiencies in that reactor, combined with operator errors. Those are problems which are particular to that type of reactor. I think everyone else has fairly objectively reviewed their design and their practices, including all of the CANDU systems, whether the utilities, ourselves as designers, or the Atomic Energy Control Board, and basically concluded that we have an adequately safe system.

[Traduction]

L'un d'entre vous voudrait-il répondre et nous donner juste un aperçu de la situation?

M. Donnelly: Madame la présidente, j'aimerais demander à M. Lawson de répondre.

La présidente: Monsieur Lawson.

M. D. Lawson (président, Opérations CANDU, Énergie atomique du Canada, Limitée): Merci, madame la présidente.

Vous avez dit que nous avions perdu des clients. Je vais d'abord répondre à cette question. Nous sommes toujours en discussion avec la Turquie. Les autorités turques s'intéressent toujours au réacteur CANDU, les derniers obstacles à la signature finale d'un bon de commande sont d'ordre financier et commercial. Nous avons donc emporté un bureau de représentation dans ce pays, mais effectivement l'avenir ne se présente pas de façon particulièrement rose, étant donné que nous négocions depuis déjà très longtemps sans arriver à nous entendre sur la question du financement.

Nous avons également répondu à un appel d'offres de la Corée. Il s'agissait de produire une quantité importante d'électricité, et ce sont finalement les États-Unis qui ont emporté la commande. Le contrat a été signé au mois d'avril de cette année. Nous espérions pouvoir placer un deuxième réacteur à Wolsung, puisque leur premier réacteur CANDU y a donné de très bons résultats. Cela n'a pas marché, nous suivons de très près la croissance des besoins de la Corée en électricité, besoin très important en raison de la prospérité économique actuelle. Nous maintenons un bureau de représentation, et les discussions se poursuivent. Il ne faudrait pas en déduire qu'il s'agit là d'une de nos meilleures perspectives de vente de CANDU dans l'avenir immédiat.

À long terme, nous entrevoyons le jour où la demande mondiale rattrapera le surplus de centrales et offrira de plus grandes possibilités. À court terme, les chances restent minces, comme l'a indiqué M. Donnelly, et ce qui nous intéresse pour l'instant, c'est un engagement ferme relativement au petit réacteur CANDU 300 au Nouveau-Brunswick. Si nous ne réussissons pas à obtenir ce contrat, nous aurons du mal à nous maintenir en attendant la reprise de la demande.

Vous avez mentionné Chernobyl. C'est un sujet qui a donné lieu à des débats passionnés en comité l'année dernière. Après un long examen, les experts du monde entier ont été d'avis que ce réacteur présentait des faiblesses de design et qu'en outre il y avait eu erreur humaine dans son utilisation. Ce sont des problèmes typiques pour ce genre de réacteur. Les experts des services d'utilités publics, de la Commission du contrôle de l'énergie atomique, nos propres experts ont examiné assez objectivement les designs et les modes d'utilisation, y compris ceux des réacteurs CANDU, et ils en sont venus à la conclusion que nos réacteurs étaient suffisamment sûrs.

[Text]

What has happened over the year is that there have been continued commitments to nuclear, particularly in Japan and in France. The UK has made a commitment to buy a new unit. The Koreans have ordered their two units. Of course the Russian program itself is continuing and even the same type of reactor is still working flat-out over this last winter.

Mr. Porter: Do you feel you are looking at a long lead-time before there is a significant increase in demand? I gather the economies of a lot of countries are having an impact on decisions that may be made but, as you have indicated, the demand for power in some countries is certainly increasing. Can you afford to wait however for the lead-time you are anticipating?

Mr. Lawson: That is a difficulty. The design teams have to be kept working. You cannot put the design teams on ice and you cannot put the design on ice. There are nine CANDU reactors in various stages of construction at present, four at Darlington and five in Romania, but those are rapidly completing their work in the design offices. We could be looking at anywhere between three to ten years and it is very difficult for us to predict that more precisely.

Mr. Porter: Is there anything else then on the drawing board following the completion of those nine?

Mr. Lawson: There are no other orders there. We have a bid into Yugoslavia at present which they are assessing but there are no immediate prospects in hand. The nature of this business is that you have to work hard for two or three years once you have got a clear customer talking to you before you get to an order and there are not many in that state at present.

Mr. Porter: I think a buyer for an anticipated offshore CANDU sales contract in 1989-90 was referred to in the financial overview. Who was that?

Mr. Lawson: We have several prospects we are hoping to get on to the bidders list. We have got the proposal in being evaluated in Yugoslavia. We hope to be on the bidders list in the Netherlands when they may come out with inquiries later in the year. We have just been submitting our credentials to Indonesia this last week. It is a case of which one of these will come to the front and in which one of these will we be competitive and beat out the competition.

Mr. Porter: Just in another area, you mentioned some of the spin-offs, the R and D that has come out of it, the O-ring seals, the helicopter gearboxes, that type of thing. Do you see those areas as developing into a lucrative potential in the future, or are they just something that is incidental to what development is taking place?

Mr. Donnelly: I would just like to answer this answer in two parts, Madam Chairman. First, I will give you a common principle and then I would like Mr. Hatcher

[Translation]

Au cours de l'année, l'option nucléaire a été maintenue, particulièrement au Japon et en France. Le Royaume-Uni s'est engagé à acheter une autre unité. Les Coréens ont commandé leurs deux unités. Même le programme russe se poursuit; le même type de réacteur a fonctionné à pleine capacité au cours de l'hiver.

M. Porter: Vous vous attendez quand même à une période assez longue avant que la demande reprenne? Les économies des pays ont beaucoup à voir avec les décisions qui pourraient être prises à ce sujet, mais comme vous l'avez indiqué, la demande d'énergie s'accroît entre temps. Êtes-vous en mesure d'attendre longtemps avant qu'il y ait du nouveau?

M. Lawson: Voilà justement le problème. Les équipes de design doivent continuer de travailler. Les équipes ou le design ne peuvent pas rester en plan bien longtemps. Il y a actuellement neuf réacteurs CANDU à diverses étapes de réalisation, quatre à Darlington et cinq en Roumanie, mais le travail de design s'achève rapidement pour ce qui est de ces réacteurs. Nous pourrions avoir une période creuse de trois à dix ans. Il est difficile de prévoir exactement combien de temps elle pourrait durer.

M. Porter: Avez-vous d'autres réacteurs en préparation une fois les neufs terminés?

M. Lawson: Il n'y a pas d'autres commandes. La Yougoslavie examine une de nos offres actuellement, mais il n'y a rien dans l'immédiat. Dans notre genre d'entreprise, il faut deux ou trois ans de pourparlers sérieux avec les clients potentiels avant de pouvoir obtenir une commande, et il se trouve qu'il n'y a pas actuellement de tels pourparlers.

M. Porter: Dans l'examen de la situation financière, il a été question d'un acheteur étranger en vue d'un contrat en 1989-1990. De qui s'agissait-il?

M. Lawson: Nous espérons pouvoir présenter des offres à un certain nombre d'acheteurs potentiels. La Yougoslavie examine une de nos offres. Nous espérons présenter une offre aux Pays-Bas lorsque ceux-ci entameront leur démarche un peu plus tard au cours de l'année. Nous avons présenté nos lettres de créances à l'Indonésie au cours de la semaine. Il s'agit maintenant d'attendre et de voir qui sortira gagnant de la compétition.

M. Porter: J'aborde un autre domaine. Vous avez parlé de certaines retombées indirectes, de la recherche et du développement qui ont découlé de tout cela, des joints d'étanchéité en O, des boîtes de vitesses pour les hélicoptères, etc. Selon vous, y a-t-il là de réelles possibilités pour l'avenir ou s'agit-il d'événements fortuits?

M. Donnelly: Ma réponse à cette question aura deux volets, madame la présidente. Je vous parlerai d'abord du principe en cause, puis M. Hatcher vous expliquera un

[Texte]

maybe to say a few words about the general thrust of our new product development program.

In our long-term thinking we believe that the nature of the power business, particularly the big power business that we are talking about, will always be cyclical. Therefore, it is our intention to maintain a particular R and D capability which will be required at a different level at different times. We intend to maintain that by and through these divergent programs. So it is not just something we are doing today which we will drop tomorrow; it is a serious intention to broaden the base of our activities.

I would, however, remind the committee that these are all products of our technology anyway. We have consistently—almost uniquely—used our technology for the CANDU, but we now find that it has wider application and we wish to continue and use the store of this technology in a broader base. So philosophically we think we are committed in the long-term and we believe that we can bring forward a family of products and then continue to bring forward a family of products which can then be spun-off, or joint ventured with private sector companies, or licensed to private sector companies.

So as a piece of commercial strategy, we see this as a continuing need. Mr. Hatcher may give you a little more detail of that, Madam Chairman.

Mr. S. Hatcher (President, Atomic Energy of Canada Limited Research Company): Madam Chairman, as Mr. Donnelly has said, most of these ideas flow directly from nuclear R and D that we have been doing over the past seven years. We have now set up a process within the Research Company that encourages our staff to identify which ones of these might have other commercial applications. We will then examine that particular application, test it against the marketplace, test it for its potential business opportunity, and if it continues to look encouraging we will invest a little more R and D money in it to take it to another stage. Eventually we will step it through three or four stages, building it up gradually toward a proper product development. In many cases we would expect to develop a business activity around the idea so that we have a nucleus of a new company that could be spun-off into the private sector, or as a separate division of AECL, whatever is the most appropriate business arrangement at the time.

Over the last couple of years we have looked at some 400 of those sorts of ideas already. And there are probably 50 or 60 that have already been moved through some of the early stages of this process. Mr. Donnelly has mentioned some, like the wear meters for engines and gearboxes. There are a whole range of them, from quite small products—that, in fact, is quite a small product that has got a huge market—to quite large products with a much smaller market. So it is a very broad spectrum and

[Traduction]

peu quel est notre programme de développement des nouveaux produits.

À long terme, nous nous attendons à ce que l'industrie énergétique, surtout la grande industrie énergétique dont il est question ici, soit cyclique. C'est la raison pour laquelle nous voulons maintenir une capacité de recherche et de développement à divers niveaux. Nous voulons qu'elle puisse traverser les divers cycles. En ce qui nous concerne, donc, il ne s'agit pas d'un projet que nous abandonnerons demain; il doit être permanent et il doit nous permettre d'élargir la base de notre activité.

Je rappelle au Comité qu'il s'agit-là de produits de notre technologie de toute façon. Jusqu'à présent, nous avons utilisé notre technologie presque uniquement dans le cadre de nos projets de réacteur CANDU, mais nous nous apercevons qu'elle peut avoir des implications plus vastes et nous voulons davantage en profiter. Notre orientation consiste donc à travailler pour le long terme et nous croyons pouvoir offrir une gamme de produits qui aient à leur tour un effet d'entraînement et qui se traduisent par des associations avec des sociétés du secteur privé ou des brevets accordés à des sociétés du secteur privé.

Ce doit être un élément permanent de notre stratégie commerciale. Maintenant, M. Hatcher peut vous donner plus de détails au sujet du programme en cause, madame la présidente.

M. S. Hatcher (président, Société de recherche de l'Énergie atomique du Canada, limitée): Comme M. Donnelly l'a expliqué, madame la présidente, la plupart de ces idées sont directement issues de la recherche et du développement nucléaires que nous avons effectués au cours des sept dernières années. Nous avons simplement instauré à l'intérieur de notre société de recherche un processus qui nous permet d'identifier les idées qui peuvent avoir d'autres applications commerciales. Nous explorons davantage ces applications, nous sondons le marché, le monde des affaires, et si elles continuent de faire des perspectives intéressantes, nous y affectons un peu plus de l'argent de notre budget de recherche et développement pour leur faire franchir l'étape suivante. Une fois la troisième et la quatrième étapes franchies, nous arrivons au développement de produits comme tels. Nous essayons de créer une certaine activité commerciale autour de notre idée soit indirectement en faisant appel à une société du secteur privé, soit directement en créant une division distincte de l'AECL, selon l'option la plus favorable à ce moment-là.

Au cours des années, nous avons été appelés à examiner quelque 400 idées de ce genre. Il y en a probablement de 50 à 60 qui ont déjà franchi les premières étapes du développement. M. Donnelly en a mentionné certaines, comme les indicateurs d'usure des moteurs et des boîtes de vitesses. Il y a même des produits qui peuvent sembler tout à fait anodins et qui réussissent à se trouver un marché immense, alors qu'il y en a d'autres de plus grande taille qui ont seulement un marché limité.

[Text]

we are quite pleased with the way the process is developing.

It is going to take some time. Most of these things cannot be picked up and make a few million dollars within a matter of a year or so. It takes longer than that.

Mr. Porter: I note your comments on food preservation. I think we have probably heard a bit about that lately. The other one, municipal waste, there is that barge in wherever it is, in New York harbour now. It would probably be a good customer for somebody. You may not have anything developed in time, unless it keeps floating around a little longer.

Mr. Bénéteau: We would love to zap it!

Mr. Porter: And there may be a better answer than that, too. I think that is it for now, Madam Chairman. Thank you very much, gentlemen.

The Chairman: Thank you, Mr. Porter. I would like to ask you some questions in regard to... Appended to your summary is your corporate planned financial summary.

• 1620

AECL's projected commercial revenue is lower in the 1987-88 corporate plan financial summary than it was in the 1986-87 document. We have done a comparison of commercial revenue projections from the two documents, doing last year's submission, 1986-87, versus this. I would like to ask you: what accounts for the revised projection of lower commercial revenues? It appears to be almost \$313 million.

Mr. Donnelly: I think, Madam Chairman, last year's plan forecast a successful CANDU order coming into our accounts this year. We were quite confident we would receive part of this Korean contract we mentioned. That increase in revenue shown in last year's plan was the result of forecasting that order coming into the corporation in work beginning this year. That was lost in October 1986, and was finally confirmed early this year. So that accounts almost exclusively and significantly for the difference.

It does highlight, Madam Chairman, the impact in the corporation's revenue statements, particularly of one large order, because that order would be treated by the company over three or four years and would represent \$100 million the first year, \$200 million the second, and then down again to \$100 million in the third year. So these are very significant flow-throughs of revenues to the corporation.

It has a much smaller impact on income, because a tremendous amount of the work we do is what we call purchase resale. We actually take the contract and then it is passed in very large packages to Canadian industry and we account for the revenues, but the actual profit is really only basically taken on our own services, which are probably no more than 25% to 30% on the total revenue. So the revenues are large because they contain large pieces

[Translation]

Donc, nous avons la chance de mettre au point toute une gamme de produits.

Il faut cependant du temps. La plupart de ces produits ne peuvent pas avoir de succès commercial avant un certain nombre d'années. Il faut être patients.

M. Porter: Vous avez parlé de la préservation des aliments. Le sujet est venu sur le tapis il y a quelque temps. Vous avez mentionné les déchets des municipalités; la péniche qui se trouve actuellement dans le port de New York, si je comprends bien, vous ferait peut-être un bon client. Votre procédé n'est peut-être pas tout à fait au point, à moins évidemment que la péniche continue de se balader un peu partout pendant un certain temps.

M. Bénéteau: Nous aimerions bien pouvoir l'annihiler!

M. Porter: Il y a peut-être une meilleure solution. C'est tout, madame la présidente. Merci, messieurs.

La présidente: Merci, monsieur Porter. J'aimerais vous poser quelques questions au sujet... Vous avez joint un sommaire de votre plan d'entreprise.

Les recettes projetées dans le sommaire du plan d'entreprise pour 1987-1988 sont inférieures aux recettes projetées dans le plan de 1986-1987. Nous avons comparé les recettes commerciales prévues dans le plan de cette année et dans celui de 1986-1987. Je voudrais vous demander ceci: pourquoi a-t-on révisé à la baisse les projections de recettes commerciales? Il y a un écart apparemment de près de 313 millions de dollars.

M. Donnelly: Je crois, madame la présidente, que l'on avait prévu l'an dernier obtenir une commande pour un CANDU qui serait reflétée dans les comptes de cette année. Nous étions certains d'obtenir une partie du contrat coréen dont nous avons parlé. L'augmentation des revenus prévue dans le plan de l'an dernier venait de cette commande que la société s'attendait à avoir au début de cette année. Le contrat a été perdu en octobre 1986 et a finalement été confirmé au début de cette année. Cela explique pratiquement toute la différence.

Cela montre, madame la présidente, ce que peut signifier pour les états financiers de la société un gros contrat, car il représente des recettes sur trois ou quatre ans, avec 100 millions de dollars la première année, 200 millions de dollars la deuxième année, et puis à nouveau 100 millions de dollars la troisième année. Cela représente donc des rentrées très importantes pour la société.

Cela influence beaucoup moins les revenus, car nous faisons essentiellement ce qu'on peut appeler de l'achat-revente. Nous acceptons un contrat et nous en sous-traitons des parties importantes à des entreprises privées canadiennes; nous faisons état des recettes, mais nous ne réalisons véritablement de bénéfices que sur la part qui correspond à nos services, soit probablement 25 à 30 p. 100 des recettes totales. Les recettes sont donc élevées

[Texte]

of equipment, but the actual impact on the income statement is not as dramatic.

The Chairman: Are you suggesting, Mr. Donnelly, that the loss of your Turkish and Korean reactor orders is what is directly accounting for the difference in your. . . ?

Mr. Donnelly: Change in projections. Yes. We only forecast one of them, but we did not forecast which one it would be. But in the past year's plans we said we would receive one or other of these two orders.

The Chairman: But on page 3 of your summary I am led to believe that you are losing both the Turkish and Korean orders.

Mr. Donnelly: Correct.

The Chairman: Then I did not understand you, Mr. Donnelly.

Mr. Donnelly: In last year's plan, we forecast that we would receive one or other of them.

The Chairman: Oh, I understand.

Mr. Donnelly: We lost both, Madam Chairman.

The Chairman: I understand.

Mr. Donnelly: And that is what this reflects.

The Chairman: Just while we are here, may I ask you what "millions of dollars escalated" means? Or are you just. . . ?

Mr. Donnelly: They are in dollars of the year.

The Chairman: Pardon me.

Mr. Donnelly: They are in dollars of the years. They are not in current dollars.

The Chairman: They are not. All right. Thank you.

What would happen to your revenue projection if the CANDU 300 sale to New Brunswick does not take place in 1987-1988?

Mr. Donnelly: Then you would see that increase, which as you see goes from \$297 million total in 1987 to \$328 million in 1988 to \$526 million in 1989, would not take place. In fact, you would see a continual reduction, which is even below, I would guess, 1987 levels, possibly even below the 1986 levels. [Inaudible—Editor] significant reduction when the privatization program for RCC removed the Radiochemical Company's revenues from that line as well.

The Chairman: Ah, so that would be reflected, too.

Mr. Donnelly: That would also be reflected here.

The Chairman: Also for the medical products division, Mr. Donnelly?

[Traduction]

parce qu'il y entre des pièces d'équipement très importantes, mais cela n'a pas vraiment beaucoup d'effet sur l'état des revenus et dépenses.

La présidente: Voulez-vous dire, monsieur Donnelly, que c'est le fait de n'avoir pas obtenu les commandes de réacteurs de la Turquie et de la Corée qui explique directement l'écart dans vos. . . ?

M. Donnelly: Les nouvelles projections. Oui. Nous n'avions prévu qu'une seule commande, sans préciser de laquelle il s'agirait. Mais dans le plan d'entreprise de l'an dernier, nous avions prévu de recevoir l'une ou l'autre de ces deux commandes.

La présidente: Mais à la page 3 du résumé, il me semble comprendre que vous avez perdu les deux commandes.

M. Donnelly: C'est exact.

La présidente: Alors je ne vous ai pas compris, monsieur Donnelly.

M. Donnelly: Dans le plan d'entreprise de l'an dernier, nous avions prévu d'obtenir l'un ou l'autre de ces contrats.

La présidente: Oh, je vois.

M. Donnelly: Nous n'en avons obtenu aucun, madame la présidente.

La présidente: Je comprends.

M. Donnelly: C'est ce qui explique l'écart.

La présidente: Pendant que nous sommes sur ce sujet, puis-je vous demander ce que vous entendez par «millions de dollars indexés»? Ou voulez-vous simplement. . . ?

M. Donnelly: Ce sont les dollars de l'année en question.

La présidente: Excusez-moi.

M. Donnelly: Les sommes sont exprimées en dollars de l'année en question, et non en dollars du jour.

La présidente: Je vois. Très bien. Merci.

Qu'en sera-t-il de vos projections si vous ne vendez pas le réacteur CANDU 300 au Nouveau-Brunswick pendant l'exercice 1987-1988?

M. Donnelly: Les recettes provenant des activités commerciales, qui selon nos projections doivent passer de 297 millions de dollars en 1987 à 328 millions de dollars en 1988, puis à 526 millions de dollars en 1989, n'augmenteraient pas. Au contraire, il y aurait une baisse constante, et nous nous retrouverions sans doute à un niveau inférieur à celui de 1987, et peut-être même à celui de 1986. [Inaudible—Éditeur] une baisse importante à la suite du retrait des revenus de la Société radiochimique en raison du projet de privatisation de cette société.

La présidente: Ah, alors cela pourrait s'y refléter également.

M. Donnelly: Oui.

La présidente: En serait-il de même pour la division des produits médicaux, monsieur Donnelly?

[Text]

Mr. Donnelly: The medical products division is about \$30 million a year. You would see that too, but the big one would be the Radiochemical Company itself.

• 1625

The Chairman: It makes quite a difference, does it not?

Mr. Donnelly: I think the commentary does not reflect that. It does say that in presenting this information there is some major dilemma in the assumptions we have had to make and the criticality of these assumptions.

The Chairman: In what condition of closure are the Gentilly-1 and the Douglas Point prototype nuclear reactors being maintained, prior to complete decommissioning?

Mr. Lawson: At the Gentilly-1 site the buildings have been closed. They are basically fairly clean. All the fuel is taken out of the reactor and is in what we call "dry storage". It is in concrete canisters contained in the turbine building. The services building has been sold to Hydro-Québec so they can put a simulator for their Gentilly-2 unit into that building, and we just have basically a surveillance of the site; just straight security for the site to stop anyone; just routine maintenance.

At Douglas Point, Madam Chairman, the reactor buildings and turbine hall have in fact been closed. There is no real operation being carried out in those. Again, we are taking the fuel out of the storage pond and putting it into dry concrete canisters. That transfer of the fuel from the ponds into the dry canisters is approximately half complete, and in fact on the Douglas Point site there are 20 people working; 10 of them are from Ontario Hydro and 10 from AECL.

So we are rapidly coming to an end of what one might call the "closing-down operations". So these would then be left for long-term storage.

The Chairman: When we were at Pinawa, we did see the spent fuel rods stored in the concrete silos. Is this the same sort of storage facility?

Mr. Lawson: Yes, Madam Chairman, exactly the same.

The Chairman: It must take up a lot of space.

Mr. Lawson: No, 17 years of operations at Douglas Point are stored in, if I remember correctly, 45 of those canisters, which are out in the open. They require no services except for us to examine them every now and again.

The Chairman: What is meant by "complete decommissioning"?

Mr. Lawson: Madam Chairman, the approach taken is to remove all the highly active material, which is basically the fuel, and store that, and then to leave the residual equipment that has some activity within it—that activity decays with time—and to leave those sites with that

[Translation]

M. Donnelly: La division des produits médicaux représente environ 30 millions de dollars par an. Elle influencerait également les recettes, mais c'est surtout la Société radiochimique qui aurait le plus d'effet.

La présidente: Cela fait une grosse différence, n'est-ce pas?

M. Donnelly: Je ne pense pas que cela soit clair dans le texte. On dit bien que la question pose un problème épineux et qu'il est difficile dans ces conditions de faire des projections crédibles.

La présidente: À quel stade de fermeture sont actuellement les prototypes des réacteurs nucléaires de Gentilly-1 et de Douglas Point, avant la fermeture complète?

M. Lawson: À Gentilly-1 les bâtiments ont été fermés. Ils sont assez propres. Tout le combustible a été retiré du réacteur et entreposé à sec, c'est-à-dire dans des contenants de béton, qui se trouvent dans le bâtiment de la turbine. Le bâtiment des services a été vendu à Hydro-Québec, qui voulait y installer un simulateur pour Gentilly-2, et nous sommes chargés essentiellement de la surveillance du site; c'est simplement de la surveillance, pour empêcher l'entrée d'intrus, de la simple routine.

À Douglas Point, madame la présidente, les bâtiments où se trouvaient le réacteur et la turbine ont été fermés. Il n'y a plus là aucune activité. Nous sommes en train de retirer le combustible de la cuve et de l'entreposer à sec dans des contenants en béton. Ce travail est à peu près à moitié terminé, et il y a 20 personnes qui travaillent encore à Douglas Point; 10 sont des employés d'Hydro-Ontario, et 10 des employés d'EACL.

Nous avons donc presque terminé les travaux de fermeture. Il restera ensuite l'entreposage à long terme.

La présidente: Lorsque nous sommes allés à Pinawa, nous avons vu les barres de combustible irradié entreposées dans les silos de béton. Est-ce le même genre d'entrepôt?

M. Lawson: Oui, madame la présidente, exactement le même type.

La présidente: Cela doit prendre beaucoup de place.

M. Lawson: Non, à Douglas Point, le résultat de 17 années d'activités est entreposé, si je me souviens bien, dans 45 de ces contenants, qui sont à l'extérieur. Ils n'exigent aucun entretien, sauf un examen périodique.

La présidente: Qu'entend-t-on par «déclassement complet»?

M. Lawson: Madame la présidente, il s'agit de retirer tout le matériel très radioactif, c'est-à-dire essentiellement le combustible, de l'entreposer, puis de laisser le reste de l'équipement qui a une faible radioactivité—laquelle diminue avec le temps—se désactiver naturellement,

[Texte]

equipment activity decaying either until such time as it is reasonably economic to take it apart or a time when there is some other need for that site. If one waits for a significant time, 50 or 70 years, then the activity in a lot of the equipment has died down to quite a low level, so it can very easily be cut up and removed at that time.

The Chairman: But I did not think "we", the government, had come to any conclusion on how to dispose of high-level nuclear waste. So are you suggesting this equipment would stay there? I also did not think we knew if it was going to take 50 years, 75 years, or 500 years for the activity level to die down.

Mr. Lawson: Madam Chairman, we have to distinguish between the fuel, which is highly active. . . and the reason we have put it into these concrete storage flasks is that it is cheaper to monitor the fuel in those than to keep it in the pond. The pond services require maintenance, cooling, air conditioning, whereas the concrete storage casks are static. There are no moving parts; there is no circulation.

• 1630

The equipment itself is too active to be handled as normal scrap equipment at this point in time, but the core of the reactor, the reactive vessel itself, could be taken apart. It is effectively being done on Pickering now; the old tubes have been taken out and new tubes put in. That is a fairly active operation. If you leave that for 50 or 70 years, then the level of activity has decayed quite substantially, though the question as to exactly what one does with that equipment in the future depends on what, at that point in time, are the levels of activity, which are classed as basically non-nuclear scrap. All the power stations do have low levels of activity material—workers' overalls and tools that have been used, which have some activity; those are disposed of normally at the site.

The Chairman: We did see the facilities at Pinawa in regard to that. How do you know when sufficient work has been done to say that the plants are in a "safe" state?

Mr. Lawson: Madam Chairman, we have fairly specific plans for monitoring these facilities and of course they are under the control of the Atomic Energy Control Board, whom we have to submit our plans to and they accept them, as they are not active power plants now; they are facilities that have some active components in them and they are licensed accordingly.

The Chairman: Could you reveal to the committee some sort of cost figures for completely decommissioning the two reactors—Gentilly-1 and Douglas Point, the other one?

Mr. Lawson: There is a low cost per year to keep surveillance on them at present. The actual costs for taking the whole station apart do depend on how long you have waited for the activity to die down. I do not have those figures with me at the present time. We have carried out estimates of those.

[Traduction]

jusqu'à ce qu'il soit économiquement rentable de démolir ou jusqu'à ce que l'on trouve une autre utilisation pour le site. Si l'on attend suffisamment longtemps, 50 à 70 ans, la radioactivité de l'équipement devient très faible, et il est alors très facile de le démonter et de le transporter.

La présidente: Mais je ne crois pas que «nous» le gouvernement, ayons décidé comment nous débarrasser des déchets nucléaires à forte radioactivité. Suggérez-vous alors que le matériel soit laissé sur place? Je ne pensais pas non plus que nous sachions s'il faudrait 50, 75 ou 500 ans pour que la radioactivité disparaisse complètement.

M. Lawson: Madame la présidente, il faut bien faire la différence entre le combustible, dont la radioactivité est très élevée. . . et si nous l'avons mis dans des contenants en béton, c'est parce qu'il est plus facile de le surveiller là que dans le bassin de stockage. Dans ce dernier, il faut prévoir l'entretien, le refroidissement, la climatisation, alors que les contenants en béton sont statiques. Il n'y a aucune pièce en mouvement, aucune circulation.

L'équipement est encore trop radioactif pour qu'on puisse le traiter comme de la ferraille ordinaire, mais le corp du réacteur, la cuve réactive, pourrait être démontée. C'est d'ailleurs ce qu'on fait actuellement à Pickering; on a remplacé les anciens tubes par de nouveaux. C'est une opération où il entre une certaine radioactivité. Si l'on attend 50 ou 70 ans, au bout de cette période la radioactivité aura beaucoup baissé, mais ce que l'on fera à ce moment-là du matériel dépendra du niveau exact de radioactivité, dont dépendra la classification comme ferraille non nucléaire. Dans toutes les centrales il y a du matériel faiblement actif, comme toutes les tuniques des ouvriers, les outils; ils sont normalement détruits sur place.

La présidente: Nous avons vu les installations de Pinawa. Comment pouvez-vous savoir quand les centrales sont «sûres»?

M. Lawson: Madame la présidente, nous avons des plans précis de surveillance des installations et bien entendu, nous devons soumettre tous nos plans à la Commission de contrôle de l'énergie atomique, qui les accepte, puisque ces centrales ne sont pas actuellement en activité; ce sont des installations où certains éléments sont radioactifs, et les permis sont délivrés en conséquence.

La présidente: Pourriez-vous révéler au Comité combien coûte le déclassement total de deux réacteurs comme Gentilly-1 et Douglas Point?

M. Lawson: Il y a un faible coût annuel de surveillance. Le coût total de la démolition dépend du temps qu'il faut attendre pour que la radioactivité soit suffisamment faible. Je n'ai pas ces chiffres sur moi. Nous avons fait des calculs.

[Text]

Mr. Donnelly: There are studies on this and estimates have been made on both these plants, Madam Chairman. But these, Gentilly-1 and Douglas Point, which are the two units we are talking about, are on active sites. There are other nuclear power plants on the site, so there is no point in not leaving them there to be dealt with, with the other eight reactors, for example on the Bruce site, or the Gentilly-2 reactor, and possibly even further reactors in Quebec in due course. It is not as if these sites were in normal public accessible situations. So published studies on the costs of decommissioning, which would include these reactors are available, but the sensible thing to do is to leave them there until the reactivity has died down before you decommission them, if that is permissible within the boundaries in which they are currently contained, and in both these examples that would be so.

The Chairman: Are the heavy-water plants in Cape Breton and Quebec being mothballed or dismantled?

Mr. Donnelly: The two heavy-water plants in Nova Scotia, in Cape Breton, are in fact substantially decommissioned. They do not have the same problem of radioactivity of course, but they have been taken down now to a secure mothballed, or semi-mothballed state. The one in La Prade in Quebec was never completed of course, Madam Chairman; it was only half-built, and we still maintain it in that semi-completed condition.

The Chairman: You maintain it in a semi-completed condition?

Mr. Donnelly: Yes.

The Chairman: Now that AECL has decommissioned your heavy-water production facilities, where will you obtain heavy water to charge your new reactors, if you so get contracts to build new reactors, or buy new reactors?

Mr. Donnelly: Madam Chairman, we have a five-reactor stockpile which we have manufactured over the last three or four years, which will certainly cover any forecasts of new reactors that we would make for exports.

• 1635

Ontario Hydro also has a very large heavy water plant in Bruce and will certainly be able to provide heavy water for any foreseeable—I qualify that by saying 10 to 15 years—demand that would be required. Together with our stockpile and the operating plant in Ontario, we see no problem about the supply of heavy water for any activity we can foresee.

The Chairman: How large an inventory of heavy water are you holding from past production at Port Hawkesbury and Glace Bay?

Mr. Donnelly: We have about five reactors.

The Chairman: Yes, but how do you store it, how do you hold it?

[Translation]

M. Donnelly: Madame la présidente, il y a eu des études, et on a fait une estimation des coûts pour ces deux centrales. Mais Gentilly-1 et Douglas Point sont sur des sites actifs. Il y a d'autres centrales nucléaires sur place, et il n'y a donc aucune raison pour qu'on ne les laisse pas telles quelles, avec les huit autres réacteurs, par exemple à la centrale de Bruce, ou avec le réacteur Gentilly-2, et les autres qui pourraient suivre au Québec. Les sites ne sont pas accessibles au public. On a donc publié des études sur le coût du déclassement des réacteurs, y compris ces deux-là, mais la meilleure chose à faire lorsque c'est possible sur le site, et c'est le cas de ces deux exemples, est d'attendre pour les déclasser que la radioactivité ait suffisamment baissé.

La présidente: Les usines d'eau lourde du Cap Breton et de Québec ont-elles été mises en réserve ou démantelées?

M. Donnelly: Les deux usines d'eau lourde de la Nouvelle-Écosse, au Cap Breton, sont en fait pratiquement déclassées. Il n'y a pas là, bien sûr, le même problème de radioactivité, mais elles en sont maintenant à un stade de mise en réserve sûre, ou de semimise en réserve. Quant à celle de La Prade, au Québec, elle n'a, bien sûr, jamais été terminée, madame la présidente; elle n'est qu'à demi construite, et nous la maintenons dans cet état.

La présidente: Vous la maintenez dans un état de semi-construction?

M. Donnelly: Oui.

La présidente: Maintenant que le ACL a démantelé les usines d'eau lourde, où obtiendrez-vous l'eau lourde nécessaire à la charge de vos nouveaux réacteurs, si vous recevez des commandes?

M. Donnelly: Madame la présidente, nous avons un stock de cinq réacteurs que nous avons accumulé au cours des trois ou quatre dernières années, et qui suffira certainement aux nouveaux réacteurs que nous pourrions fabriquer pour l'exportation.

En outre, Hydro-Ontario a une très grande usine de production d'eau lourde à Bruce, qui est certainement en mesure de fournir l'eau lourde pour répondre à toute la demande que l'on puisse prévoir ou plutôt, devrais-je dire, pour les 10 à 15 prochaines années. Grâce à notre stock et à l'usine de production d'Hydro-Ontario, nous ne prévoyons aucune difficulté d'approvisionnement en eau lourde.

La présidente: Combien d'eau lourde avez-vous en stock à Port Hawkesbury et Glace Bay?

M. Donnelly: Environ cinq réacteurs.

La présidente: Oui, mais comment l'entrez-vous, comment la conservez-vous?

[Texte]

Mr. Donnelly: In a stainless steel can or in a stainless steel drum.

The Chairman: All right, I will show my naiveté. How many stainless steel cans do you have down there?

Mr. Donnelly: A lot. I do not mean to be facetious.

The Chairman: I do not either, but I can just see—

Mr. Donnelly: It is in a special storage area, and it is a secure area in the sense that if there were a leakage it could be collected and recaptured. Part of the decommissioning costs I mentioned earlier is for the security arrangements for that stock. It is nondegradable, it does not change its state, and it can stay there for a long time. I think there are about 2,500 tonnes.

Mr. Lawson: Madam Chairman, it is rather like a bonded liquor warehouse. There are lots of these drums.

The Chairman: Is that a 45-gallon drum or—

Mr. Lawson: Yes. These are stainless steel and they are just stacked in the warehouse. The warehouse has the normal security you would put on. . .

The Chairman: Then there is obviously an annual cost for security and maintaining. . .

Mr. Donnelly: That is included in the vote here on the decommissioned facilities.

The Chairman: I wanted to ask you about the Paris Club agreement. In the corporate plan highlights you refer to the Paris Club agreement and the need to obtain a definitive repayment agreement with the Government of Argentina under the Paris Club agreement. Could you tell us what the Paris Club agreement is and explain a bit more in that area?

Mr. Donnelly: Yes, Madam Chairman. The company completed the project in Argentina, and in the normal end-of-project negotiations, the company did manage to obtain a very significant settlement of previous contractual losses. This was signed and agreed to and fully authorized by the Argentine government at a time when they themselves got into severe debt difficulties, and although we have reached agreement on what should be paid, they had not the wherewithall to pay it.

The Chairman: Right, I understand.

Mr. Donnelly: The Paris Club is an unofficial liaison group of government lending agencies like the EDC and other lending agencies, and is an unofficial group which in fact sit down together and make arrangements to reschedule such countries' government debt. It is not an international bank but concerns government debt of these countries. AECL was included in the Canadian government's rescheduling of that Argentine debt.

[Traduction]

M. Donnelly: Dans des bidons ou des tonneaux en acier inoxydable.

La présidente: Bon, je vais vous montrer l'ampleur de mon ignorance. Combien de bidons en acier inoxydable avez-vous?

M. Donnelly: Nous en avons beaucoup. Il n'est pas dans mon intention d'être facétieux.

La présidente: Ce n'est pas la mienne non plus, mais j'imagine. . .

M. Donnelly: Ils sont dans une zone d'entrepôt spéciale et sûre en ce sens qu'en cas de fuite, l'eau lourde pourra être récupérée. Les frais concernant la sécurité de ce stock sont inclus dans les coûts de déclassement dont j'ai parlé plus tôt. L'eau lourde ne se dégrade pas, ne se modifie pas, et elle peut être gardée très longtemps. Je crois qu'il y en a environ 2,500 tonnes.

M. Lawson: Madame la présidente, cela ressemble à un entrepôt de douanes pour les alcools. Il y a beaucoup de tonneaux.

La présidente: Est-ce que ce sont des tonneaux de 45 gallons ou. . .

M. Lawson: Oui. Ce sont des tonneaux en acier inoxydable qui sont empilés dans un entrepôt où la sécurité est celle qu'on peut attendre dans. . .

La présidente: Il y a donc, de toute évidence, un coût annuel pour la sécurité et l'entretien. . .

M. Donnelly: C'est compris dans le poste des installations déclassées.

La présidente: Je voudrais que vous nous expliquiez l'entente du Club de Paris. Dans les faits saillants du plan d'entreprise, vous parlez de l'entente du Club de Paris et de la nécessité d'arriver à une entente définitive avec le gouvernement argentin, eu égard à l'entente de remboursement conclue sous l'égide du Club de Paris. Pouvez-vous nous dire ce qu'est l'entente du Club de Paris et nous expliquer un peu de quoi il s'agit?

M. Donnelly: Oui, madame la présidente. Notre société a réalisé un projet en Argentine et, lors des négociations ordinaires qui ont eu lieu à la fin du projet, nous avons réussi à obtenir le règlement d'une part importante des pertes contractuelles passées. Le tout avait été signé et approuvé par le gouvernement argentin alors qu'il était dans un état d'endettement très grave, et bien que nous ayons réussi à nous entendre sur ce qui devait être payé, l'Argentine n'avait pas de quoi faire le remboursement.

La présidente: Je comprends.

M. Donnelly: Le Club de Paris est un groupe de liaison officieux, qui réunit les organismes prêteurs des gouvernements, comme la CEE et d'autres organismes de prêt; ces organismes se réunissent officieusement et prennent des dispositions concernant le rééchelonnement de la dette des pays participants. Ce n'est pas une banque internationale, mais un groupe qui s'occupe de la dette de ces pays. La dette de l'Argentine envers l'AECL a été

[Text]

The Chairman: So the Paris Club is actually international?

Mr. Donnelly: It is an international group. It is by definition a club; it is not an institution. Each of the 26 countries actually reaches an agreement, but it is a forum under which these agreements are arrived at. Each country then has to enter into its own agreement, and the debt I am referring to was covered by the Paris Club agreement. Since this report was written, and I think the note refers to it, we have had it signed. It does make it a very binding obligation on the part of the Argentine government and has removed some of the questions of insecurity of that debt in our accounts. It is a very important step for AECL.

The Chairman: Do you take a piece of paper or just a guarantee over a period of 10, 15, 20 years or. . .

• 1640

Mr. Donnelly: We are treating this particular agreement, along with all the other agreements that came from the set of debts in Argentina, in the same fashion. It is a seven-year agreement over which they will make the payments at the AECL.

The Chairman: How do you carry that on your books?

Mr. Donnelly: We carry it as a long-term receivable and have made provision for non-collectibility.

The Chairman: When might that take place?

Mr. Donnelly: It is a seven-year agreement and the interest rates are agreed. It has the strength of being governed by cross-default. In other words, they cannot default to AECL and not default to the Germans, French, British and Americans at the same time. Therefore, it has all the strength of the international lending agreements and no new debt will be put in place if there is a default on these agreements. It is a very strong priority instrument of the Argentinian government.

The Chairman: Does the interest rate float or is it fixed?

Mr. Donnelly: It is a floating rate. In fact, the Argentians have a choice of rates which are tied to the London Inter-Bank Offered Rates.

The Chairman: Can the Argentians assume any other debt without going through this agreement?

Mr. Donnelly: As long as the Paris Club considers them to be servicing or renegotiating their existing debt, then the new debt can be incurred by them, but that then becomes a matter for each individual country.

Mr. Porter: Are you in a similar situation with any countries other than Argentina?

Mr. Donnelly: No, we have finished our Korean project which ran at the same time. That has all been fully paid and there is no outstanding debt other than to EDC,

[Translation]

incluse dans l'accord de rééchelonnement passé avec le gouvernement canadien.

La présidente: Le Club de Paris est donc, en fait, international?

M. Donnelly: C'est un groupement international. C'est un club et non une institution. Chacun des 26 pays membres conclut en fait ses propres ententes, et le club sert de lieu de discussion. Chaque pays doit donc conclure ses propres ententes, et la dette dont j'ai parlé a été couverte par l'entente du Club de Paris. Depuis la rédaction du rapport. . . et je crois qu'on le dit dans ce paragraphe. . . l'entente a été signée. Elle est donc exécutoire pour l'Argentine, et cela élimine une grande part de l'insécurité qui entourait cette dette. C'est un important progrès pour l'EACL.

La présidente: Est-ce que c'est un document ou simplement une garantie sur 10, 15, 20 ans ou. . .

M. Donnelly: Nous traitons cette entente de la même façon que toutes les autres ententes intervenues relativement aux dettes de l'Argentine. L'entente prévoit des remboursements à l'EACL échelonnés sur sept ans.

La présidente: Comment est-ce inscrit dans vos livres?

M. Donnelly: Nous inscrivons un compte recevable à long terme et avons établi une provision en cas de non-recouvrement.

La présidente: Quand pourrait-elle intervenir?

M. Donnelly: L'entente dure sept ans, et on s'est entendu sur les taux d'intérêt. Sa force est que le débiteur ne peut manquer à ses engagements envers l'EACL sans manquer également à ses engagements envers les Allemands, les Français, les Britanniques et les Américains. Par conséquent, elle a la même valeur qu'une entente de crédit international, et aucun nouvel emprunt ne peut être contracté en cas de défaut. C'est un instrument prioritaire du gouvernement argentin.

La présidente: Le taux d'intérêt est-il flottant ou fixe?

M. Donnelly: Il est flottant. En fait, les Argentins peuvent choisir parmi les taux offerts par la London Inter-Bank.

La présidente: Les Argentins peuvent-ils contracter d'autres emprunts à l'extérieur de cette entente?

M. Donnelly: Ils peuvent le faire pourvu que le Club de Paris considère qu'ils renégocient ainsi leur dette actuelle. Mais cela relève alors de chaque pays.

M. Porter: Vous trouvez-vous dans la même situation avec d'autres pays que l'Argentine?

M. Donnelly: Non, nous avons parachevé le projet que nous avions entrepris en même temps en Corée. Il a été entièrement payé et il ne reste aucune créance sauf celle

[Texte]

which is their normal transaction. The Rumanian project is ongoing and while there have been some problems from time to time with payments, it is now current and causing us no financial embarrassment.

Mr. Dean Clay (Consultant to the Committee): Gentlemen, on page 2 of the corporate plan summary, there is a statement that the provinces appear to have accepted the beneficiary-pay principle. In your opening remarks, you say that in spite of their best efforts, the Department of Energy, Mines and Resources has not yet secured provincial funding to offset the federal reductions. Have Ontario, Quebec and New Brunswick all accepted the beneficiary-pay principle as an integral part of the cost of their nuclear electric-generating systems?

Mr. Donnelly: The statement in my opening remarks naturally postdates this commentary in the plan. When we wrote our plan, we had reason to believe that we were going to get agreement from the Ontario government to contribute to our R and D expenditures. However, it is our feeling today that this will not happen.

It was to be divided between the Ontario government and Ontario Hydro. We believe that Ontario Hydro will accept their obligation to be a contributor to our R and D programs, but we do not believe that the Ontario government will accept it.

Mr. Clay: What about Hydro Quebec and the New Brunswick Electric Power Commission?

Mr. Donnelly: We decided to deal with Ontario first, since we are dealing with a 95% issue with Ontario and a 5% issue divided between Quebec and New Brunswick, based pro-rated to the amount of capacity each of these provinces has. We thought if we broke the back of the issue in Ontario, we would then be able to deal with the Quebec government, Hydro Quebec, the New Brunswick government and the New Brunswick Electric Power Commission. Therefore, we have not formally approached the other two, although we have intimated to them.

• 1645

Mr. Clay: And you really have no recourse if the provincial utilities are not willing to contribute to the cost of sustaining your R and D program?

Mr. Donnelly: We have no legal recourse. We have a great deal of justification, but no legal recourse. We would stop spending on the programs, which would be quite tragic.

Mr. Clay: In the five-year forecast you have put at the back of the corporate plan summary of revenues, does that five-year forecast assume any provincial contributions to your income?

Mr. Donnelly: Yes, it does.

Mr. Clay: Under this category of beneficiary-pay principle?

[Traduction]

contractée auprès de la SEE. Notre projet en Roumanie est toujours en cours, et bien que les paiements aient posé certains problèmes de temps à autre, ils sont maintenant à jour et ne posent aucun problème.

M. Dean Clay (conseiller auprès du Comité): Messieurs, à la page 2 du résumé du plan de la Corporation, vous dites que les provinces semblent avoir accepté le principe selon lequel les coûts seront récupérés auprès des bénéficiaires. Dans votre introduction, vous avez dit que malgré tous ses efforts, le ministère des Mines et Ressources n'avait pas encore obtenu des provinces les fonds nécessaires pour compenser les compressions fédérales. L'Ontario, le Québec, le Nouveau-Brunswick ont-elles tous accepté ce principe comme partie intégrante du coût des systèmes de production d'électricité nucléaire?

M. Donnelly: Évidemment, ce que j'ai dit dans la déclaration d'ouverture vient après l'observation faite dans le plan. Au moment de la rédaction de notre plan, nous avions des raisons de croire que le gouvernement de l'Ontario accepterait de contribuer à nos dépenses de recherche et de développement. Toutefois, nous pensons maintenant que cela ne se produira pas.

Le coût devrait être partagé entre le gouvernement de l'Ontario et l'Hydro-Ontario. Nous croyons que l'Hydro-Ontario reconnaîtra qu'elle a l'obligation de contribuer à nos programmes de recherche et de développement, mais nous ne pensons pas que le gouvernement de l'Ontario l'acceptera.

M. Clay: Qu'en est-il d'Hydro-Québec et de la Commission de l'électricité du Nouveau-Brunswick?

M. Donnelly: Nous avons décidé de régler tout d'abord le cas de l'Ontario, étant donné qu'elle représente 95 p. 100 de la capacité par rapport à 5 p. 100 pour le Québec et le Nouveau-Brunswick ensemble. Nous avons pensé qu'en concluant une entente avec l'Ontario, nous pourrions ensuite passer au gouvernement du Québec, à Hydro-Québec, au gouvernement du Nouveau-Brunswick et à la Commission du Nouveau-Brunswick. Nous n'avons donc pas officiellement communiqué avec ces deux autres provinces, bien que nous y ayons fait allusion.

M. Clay: Vous n'avez aucun recours si les services publics provinciaux refusent de contribuer au financement de votre programme de recherche et de développement?

M. Donnelly: Nous n'avons aucun recours en justice. Nous avons beaucoup de justifications à fournir, mais aucun recours comme tel. Nous pourrions abandonner ces programmes, ce qui serait assez tragique.

M. Clay: Les prévisions quinquennales figurant à la fin du résumé du plan de corporation tiennent-elles compte de contributions provinciales?

M. Donnelly: Oui.

M. Clay: En vertu de ce principe du recouvrement auprès des bénéficiaires?

[Text]

Mr. Donnelly: Yes, it does. It does reflect success in our program to obtain replacement funding by all three provinces. If that was not so, then these numbers of expenditure, and certainly the numbers on the bottom of the page on funding, would be changed.

Maybe Dr. Hatcher could comment further on that.

Dr. Hatcher: Yes. The cumulative reduction in funding from the federal government, up to and including this year, 1987-88, has already reached \$60 million. By increasing our own commercial revenues and by some contributions from our corporate office, we are at the moment in a shortfall position this year of \$25 million. As Mr. Donnelly indicated, we are anticipating that some of that shortfall might be made up by Ontario Hydro, but not by the Ontario government.

We still have a further cut of \$40 million to come in the next two years from the federal government, and the figures you see in this table assume that we will make up this year's shortfall and be able to find replacement for the \$40 million that is still to be cut.

Mr. Clay: So in fact if AECL were not to make its two premised reactor sales, one abroad and one in New Brunswick, and also if the provinces or the provincial utilities do not contribute to your R and D costs, then your financial figures for the next five years could look quite dramatically different from what we see in this summary.

Mr. Donnelly: The issue is much more dramatic than that. I think that if these events came out as you outlined then we would have seriously to question the viability of the operation. That is the honesty of the situation. You only have to follow up your research staff's question with the subtractions and you would come to that conclusion yourself.

Mr. Clay: In your opening remarks, on page 10, you state that AECL is unique in the world in being able to offer a nuclear reactor of the 300-megawatt size. In fact, you have yet to construct a 300-megawatt reactor, have you not?

Mr. Donnelly: Yes, that is correct.

Mr. Clay: To what extent is your ability to sell this reactor and to demonstrate it contingent upon your being able to build one for the New Brunswick Electric Power Commission and have a demonstration, then, to show other potential customers?

Mr. Donnelly: Mr. Lawson, would you like to comment on that?

Mr. Lawson: Very.

Mr. Donnelly: I think totally dependent. I do not think we could possibly sell—although it is not an entirely new reactor system—a new, modified system abroad without at

[Translation]

M. Donnelly: Oui. Elles supposent que nous réussirons à obtenir du financement de remplacement des trois provinces. Dans le cas contraire, il faudrait changer les chiffres relatifs aux dépenses et aussi les chiffres inscrits au bas de la page portant sur le financement.

M. Hatcher pourrait peut-être ajouter quelque chose là-dessus.

M. Hatcher: Oui. Les compressions cumulatives dans le financement de gouvernement fédéral, jusqu'à l'année 1987-1988 inclusivement, ont déjà atteint 60 millions de dollars. Grâce à une augmentation de nos propres recettes commerciales et à certaines contributions du bureau de la Société, nous avons pour l'instant un manque à gagner de 25 millions de dollars cette année. Comme l'a dit M. Donnelly, nous prévoyons que ce manque à gagner pourra être comblé en partie par l'Ontario Hydro, mais non par le gouvernement de l'Ontario.

Le financement du gouvernement fédéral sera encore réduit de 40 millions de dollars au cours des deux prochaines années, et les chiffres que vous voyez dans ce tableau supposent que nous pourrions combler le manque à gagner de cette année et trouver également des fonds pour remplacer ces 40 millions supplémentaires de réduction.

M. Clay: Par conséquent, si l'EACL ne réalise pas les deux ventes de réacteurs sur lesquelles elle compte, une à l'étranger et une au Nouveau-Brunswick, et si les provinces ou les services publics provinciaux n'assument pas une partie de vos coûts en recherche et développement, votre bilan pour les cinq prochaines années pourrait être tout à fait différent de ce que nous voyons dans ce résumé.

M. Donnelly: C'est encore pire que cela. Si les choses se passaient comme vous les décrivez, la viabilité même de l'entreprise serait remise en question. C'est la situation telle qu'elle se présente. Il suffit de faire les soustractions qui découlent de ces hypothèses, et vous en viendrez à cette conclusion vous-même.

M. Clay: À la page 10 de votre déclaration d'ouverture, vous dites être les seuls au monde à pouvoir offrir une centrale nucléaire de 300 mégawatts. En fait, vous n'avez pas encore construit un réacteur de 300 mégawatts, n'est-ce pas?

M. Donnelly: C'est exact.

M. Clay: Dans quelle mesure la réputation et la vente de ce réacteur dépendent-elles de la construction d'un de ces réacteurs pour le compte de la Commission d'électricité du Nouveau-Brunswick et de l'exemple de son efficacité pour les clients éventuels?

M. Donnelly: Monsieur Lawson, voudriez-vous faire des observations là-dessus?

M. Lawson: Certainement.

M. Donnelly: Elles en dépendent totalement. Nous ne pourrions jamais vendre—bien que ce ne soit pas une filière tout à fait nouvelle—un réacteur modifié à

[Texte]

least a start being made and a commitment being made domestically. Those are the normal rules of the game, and we would not be able to negotiate an exception.

Mr. Clay: So a second unit at Lepreau is really quite pivotal in your immediate future?

Mr. Donnelly: Yes.

Mr. Clay: If I might just turn to a comment in the Part II of the Main Estimates, there is an entry that says expenses for nuclear research and development for AECL, \$267,850,000, and revenues and external contributions, \$111,718,000. I am having difficulty matching that up with the numbers at the back of your corporate plan summary.

Could you tell us how that number for revenues and external contributions on page 614 of the Part II relates to the numbers presented for the fiscal year ending March 31, 1988 in the corporate plan summary?

Mr. Donnelly: I did not quite follow the reference. Could you repeat the reference? Could you take me to the document?

Mr. Clay: Part II of the Main Estimates on page 614 has the entry for revenues and external contributions as \$111,718,000.

• 1650

Mr. Donnelly: Yes.

Mr. Clay: I am trying to relate that number to the statement of revenue that you have in your corporate plan summary in the chart at the end.

Mr. Donnelly: Would you try that, Dr. Hatcher? I think I know the answer to it.

Dr. Hatcher: Yes. The total expense planned for this year is \$267.8 million. Of that, \$146 million comes from the parliamentary vote to AECL for R and D. There is a further \$10 million from the federal government applied to specific programs that AECL has been asked to undertake in fusion and the Low Level Radioactive Waste Management Office, which we discussed at an earlier meeting. That brings the total funding from the federal government to \$156 million.

The rest of the funding comes partly from corporate contribution, partly from shared cost programs with the utilities, and, in two cases, with foreign organizations that are sharing costs on some of our R and D programs.

Some \$46 million is expected to come from our own commercial activities, the sale of research and development, the sale of products such as the Challenger space seal, the other things that we talk about. And then, as I mentioned earlier, there is still a shortfall of \$25 million to be dealt with.

[Traduction]

l'étranger sans qu'une commande ait déjà été passée au Canada au moins. Ce sont les règles du jeu, et nous ne pourrions y faire exception.

Mr. Clay: Votre avenir immédiat dépend donc de la construction d'une deuxième unité à Lepreau?

Mr. Donnelly: Oui.

Mr. Clay: Par ailleurs, dans la partie II du budget et des dépenses, on retrouve un poste de 267,850,000\$ au titre des dépenses de recherche et de développement dans le domaine nucléaire, et 111,718,000\$ au titre des recettes et contributions externes. Il m'est difficile de concilier ces chiffres avec ceux figurant à la fin de votre sommaire du plan de l'entreprise.

Pouvez-vous nous expliquer le rapport entre le chiffre des recettes et contributions externes figurant à la page 13-17 de la partie II et les chiffres présentés pour l'année financière se terminant le 31 mars 1988 dans le sommaire du plan de l'entreprise?

Mr. Donnelly: Je n'ai pas suivi. Pourriez-vous répéter où cela se trouve? Pourriez-vous m'indiquer la page?

Mr. Clay: Les recettes et contributions externes inscrites à la page 13-17 de la partie II du budget et des dépenses s'élèvent à 111,718,000\$.

Mr. Donnelly: Oui.

Mr. Clay: J'essaie de concilier ce chiffre au chiffre des recettes indiqué à fin de votre sommaire du plan de l'entreprise.

Mr. Donnelly: Pourriez-vous le faire, monsieur Hatcher? Je crois connaître la réponse.

Mr. Hatcher: Oui. Le total des dépenses prévu cette année était de 267.8 millions de dollars. Sur ce montant, 146 millions viennent du crédit parlementaire affecté à l'OACL pour la recherche et le développement. Le gouvernement fédéral a également débloqué 10 millions supplémentaires pour certains programmes, qu'il a demandé à l'OACL d'entreprendre dans le domaine de la fusion et relativement à l'Office de gestion des déchets radioactifs de faible activité, dont nous avons discuté à une autre réunion. Cela porte le total des fonds venant du gouvernement fédéral à 156 millions de dollars.

Le reste du financement vient en partie des contributions de la CCT, en partie de programmes à frais partagés avec les services publics et, dans deux autres cas, des contributions d'organisations étrangères à certains de nos programmes de recherche et de développement.

Nous prévoyons de retirer 46 millions de dollars de nos propres activités commerciales, de la vente de la recherche et du développement, de la vente de produits comme les joints toriques d'étanchéité du Challenger et d'autres choses dont nous avons parlé. Il y a aussi le manque à gagner de 25 millions de dollars dont j'ai déjà parlé.

[Text]

Mr. Clay: My last two questions concern a comparison of the corporate plan summary that was submitted to this committee last year with the one we have before us today, in two categories. One is property, plant, and equipment, which are in the chart at the end of your submission in the financial position section.

In last year's corporate plan summary, that was projected to rise from \$85 million in the fiscal year ending in 1987 to \$104 million in the fiscal year ending 31 March, 1991. Now, in your new document, that is projected to fall instead to only \$9 million, which is a difference of \$95 million between last year's forecast and this. Could you explain why property, plant, and equipment, in fact, have now such a different forecast from what you submitted last year?

Mr. Donnelly: Yes, Madam Chairman. Last year's plan was based on the Radiochemical Company continuing to be part of AECL, and a substantial amount of the book assets that the corporation have are in fact in that company. The research assets—you visited Whiteshell and Chalk River—are written off from the corporation accounts and, therefore, do not show in this item on the balance sheet.

Although we have substantial properties in the research facility, they are not in this book value line. They would be very significant, the facilities and the cobalt inventories that we have, and we are growing, as shown in last year's corporate plan.

This year this plan is based on the privatization process that is taking place virtually on April 1, 1988, and, therefore, subsequent years would not include the Radiochemical Company's plant property and equipment.

Mr. Clay: You have probably answered my final question, then, the decline in total assets, which is now being forecast in your corporate—

Mr. Donnelly: It is basically the same as well.

Mr. Clay: —plan summary.

Thank you, gentlemen.

The Chairman: Mr. Lawrence Harris is the economist with the committee. Lawrence, do you have a question?

Mr. Lawrence Harris (Economic Consultant to the Committee): Thank you, Madam Chairman.

Mr. Donnelly, I would just like to ask a few very brief questions. Perhaps you could give us some more examples of smaller size, larger quantity type orders, especially in the Radiochemical Company and medical operations.

The reason I pose the questions is that I am curious about the percentage sold on the export market as opposed to domestic sales, and how many competitors you have in those areas. Where are they located and how big are they? Are they public or private corporations? Perhaps you could give us some information as to the smaller scale commercial operations.

[Translation]

M. Clay: Mes deux dernières questions découlent d'une comparaison entre le sommaire du plan de l'entreprise qui nous a été soumis l'an dernier et celui que nous avons aujourd'hui. Ma première question porte sur la catégorie propriétés, installations et matériel figurant au tableau annexé à la fin de votre exposé.

Dans le sommaire de l'an dernier, ce poste devait passer de 85 millions pour l'année financière se terminant en 1987 à 104 millions pour l'année financière se terminant le 31 mars 1991. Votre nouveau document prévoit plutôt une baisse à seulement 9 millions de dollars, une différence de 95 millions entre les prévisions de l'an dernier et celles de cette année. Pouvez-vous nous expliquer pourquoi les prévisions relatives aux propriétés, installations et matériel sont tellement différentes de l'an dernier?

M. Donnelly: Oui, madame la présidente. Lorsque le plan de l'an dernier a été rédigé, on supposait que la Société radiochimique continuerait de faire partie de l'EACL, et une bonne partie de l'actif de l'EACL se trouve dans cette société. L'actif de recherche—vous avez visité Whiteshell et Chalk River—est radié des livres de la société et ne figure plus dans ce poste du bilan.

Bien que nous ayons d'importantes propriétés du côté de la recherche, elles ne sont pas inscrites ici. Ces propriétés, qui paraissaient au plan de l'an dernier, les installations et les inventaires de cobalt que nous détenons, et qui augmentent, sont très importantes.

Cette année, notre plan est fondé sur le processus de privatisation, qui doit être amorcé le 1^{er} avril 1988; c'est pourquoi les années subséquentes ne peuvent inclure les propriétés et le matériel de la Société radiochimique.

M. Clay: Vous avez donc déjà répondu à ma deuxième question sur la baisse du total de l'actif, que prévoit maintenant votre plan. . .

M. Donnelly: C'est pour la même raison.

M. Clay: . . . de l'entreprise.

Merci, messieurs.

La présidente: M. Lawrence Harris est l'économiste du Comité. Lawrence, avez-vous une question à poser?

M. Lawrence Harris (économiste-conseil auprès du Comité): Merci, madame la présidente.

Monsieur Donnelly, j'aurais quelques brèves questions à poser. Pourriez-vous nous donner quelques exemples des grosses commandes de produits de plus petites dimensions, surtout pour ce qui est de la Société radiochimique et des produits médicaux.

Je suis curieux de savoir quelle est la proportion des exportations par rapport aux ventes intérieures, quel est le nombre de concurrents, où ils sont situés et quelle est leur importance? S'agit-il de la société publique ou privée? Vous pourriez peut-être nous donner des renseignements sur ces activités commerciales sur une plus petite échelle.

[Texte]

Mr. Donnelly: Could I ask Mr. O'Neill to comment on that and the RCC, particularly?

The Chairman: Mr. O'Neill.

• 1655

Mr. W.P. O'Neill (President, Atomic Energy of Canada Limited Radiochemical Company): I can comment on the Radiochemical Company. We serve the international health care market. We have a number of smaller customers. They are big corporations, but our products are smaller than nuclear power stations.

We have 1,500 to 2,000 customers worldwide. We have sold products to over 100 countries of the world. Of all our products, about 90% are exported. Canada is a small population for us. We are in a different market.

Mr. Harris: What is the competition like? How many companies would be competing for those other clients?

Mr. O'Neill: We have two main product lines. Basically we are talking about isotope products. We have tough competition from the United States and Europe. Although there are only two or three major competitors, in those particular product groups worldwide supply probably outstrips demand by about a factor of two.

We have been successful based on the high quality of AECL products, competitive pricing, and our ability to deliver these products on a daily basis worldwide. We have been able to compete very effectively even though the competition with isotope products is quite stiff.

In radiation sterilization equipment, we are pretty much a world leader. The competition is not as strong. There are a few corporations in the world, mostly in Europe, that do compete with us. We have a preferred position as a leader and designer. We are the constructor and the supplier of choice throughout the world.

Mr. Harris: Are the competitors generally public or private corporations?

Mr. O'Neill: In almost all cases they are in the private sector. In the isotope division, however, our competition is from a state-owned company in Europe. It is in Belgium, IRE.

The Chairman: Would you comment on the funding for research and development? It is an area in which many have problems. We have been busy on mining in the Mineral Outlook Conference.

Mr. Donnelly, could you comment on where your future lies in regards to research and development? You did mention that we do need participation by the provinces and that still has not been put into place.

Mr. Donnelly: We have been very fortunate in Canada to sustain a nuclear option for the present. A large program has been built here in Canada. We have a

[Traduction]

M. Donnelly: Pourrais-je demander à M. O'Neill de répondre à cette question?

La présidente: Monsieur O'Neill.

M. W.P. O'Neill (président, Société radiochimique, Énergie atomique du Canada Limitée): Je peux vous parler de la Société radiochimique. Nous servons le marché international des soins de la santé. Nous avons un certain nombre de petits clients. Ce sont de grandes sociétés, mais nos produits n'ont pas les dimensions de centrales nucléaires.

Nous avons 1,500 à 2,000 clients à l'échelle internationale. Nous avons vendu des produits à plus de 100 pays dans le monde. 90 p. 100 de tous nos produits sont exportés. Le Canada compte une faible population. Nous nous trouvons dans un marché différent.

M. Harris: Qu'en est-il de la concurrence? Combien de sociétés cherchent aussi à vendre à ces clients?

M. O'Neill: Nous avons deux lignes principales de produits. Il s'agit avant tout d'isotopes. Nous faisons face à une dure concurrence de la part des États-Unis et de l'Europe. Bien que nous n'ayons que deux ou trois concurrents importants, pour ces produits, l'offre à l'échelle mondiale est deux fois plus forte que la demande.

Nous avons eu du succès grâce à la première qualité des produits de l'AECL, à des prix concurrentiels et à notre capacité de livrer ces produits le jour même dans le monde entier. Nous avons été très efficaces bien que la concurrence soit acharnée dans le domaine des isotopes.

Pour ce qui est de l'équipement d'irradiation, nous pouvons dire que nous sommes le chef de file dans le monde. La concurrence n'est pas aussi forte. Seulement quelques sociétés, surtout en Europe, nous font concurrence. Nous sommes à la tête du peloton. Nous sommes le constructeur et le fournisseur de premier choix dans le monde entier.

M. Harris: Vos concurrents sont-ils en général des sociétés publiques ou privées?

M. O'Neill: Dans presque tous les cas, il s'agit de sociétés privées. Toutefois, pour ce qui est des isotopes, notre principal concurrent est une société publique de Belgique, l'IRE.

La présidente: Pourriez-vous faire des commentaires au sujet du financement de la recherche et du développement? C'est un domaine où il y a beaucoup de problèmes. Nous avons parlé des mines à la *Mineral Outlook Conference*.

Monsieur Donnelly, pourriez-vous nous dire ce que vous réserve l'avenir du point de vue de la recherche et du développement? Vous avez mentionné que la participation des provinces était essentielle et n'avait pas encore été assurée.

M. Donnelly: Au Canada, nous avons eu beaucoup de chance de maintenir l'option nucléaire. Nous avons un programme d'envergure. Nous avons maintenu une

[Text]

nuclear option for the future on a research and development base, which is probably a tenth of the U.K., Japanese, or French commitment.

We have managed to build a nuclear program commitment in this country, and there is a \$30 billion investment now in nuclear power plants on a research base. This has cost the federal government a quarter of what it has cost other governments.

We have done this by a unique dedication to one system. We have not been able to afford substantial divergencies of approach. This has meant that the activities at Chalk River and Whiteshell have been consistently limited to a respectable economic level.

To answer this success with reductions of 50% strains Canadian ingenuity, capability, and commitment. So we have serious problems in this area.

• 1700

The idea, however, that there should be a diversification of the funding from the federal government to the provinces—it is their ratepayers who have received the benefits of this economic nuclear power and will continue to receive the benefits over the next 40 years from the plants that have been put in place as a result of this R and D—seems to us a very reasonable and realistic thing to do.

I think the fact that we have not been initially successful in this does not change the principle, nor should it change our endeavour to convince the provinces that the benefit of nuclear power is theirs and the cost has been the federal government's, although you do quickly get wrapped up in tremendous arguments about transfer payments anyway and we have at this round been caught up in some of that debate.

I am still hopeful that in time, we will win the argument about shared costs. We will win the argument about beneficial contribution but unfortunately, we may not have time because the thing will not stand still, as the federal government reductions in this Main Estimate take place today.

We have worked hard, we have managed to live with what is \$60 million to this year. We have another \$20 million or \$30 million next year and \$30 million the year after. It is getting tougher and tougher, but we have such a refined fabric that we really cannot insult it to a much higher degree than we have done today and still have any realistic hope that we can keep it intact.

We have some confidence that their own endeavours and these endeavours and negotiations with the provinces and utilities will yield some success in this area.

[Translation]

option nucléaire pour l'avenir en instituant un programme de recherche et de développement, qui représente le dixième des engagements du Royaume-Uni, du Japon ou de la France.

Nous avons réussi à maintenir cet engagement au Canada et jusqu'à maintenant nous avons investi 30 milliards de dollars dans la recherche relative aux centrales nucléaires. Cela a coûté au gouvernement fédéral le quart de ce qu'ont dû déboursier d'autres gouvernements.

Nous y avons réussi en concentrant tous nos efforts sur une seule filière. Nous n'avons pas pu nous permettre de diversifier notre approche. C'est pourquoi les activités à Chalk River et Whiteshell ont toujours été maintenues dans des limites raisonnables du point de vue financier.

Répondre à ce succès en comprimant le budget de 50 p. 100 est trop demander à l'ingéniosité, à la compétence et à la conviction des chercheurs canadiens. Cette attitude pose donc de graves problèmes.

Cependant, l'idée que les provinces devraient participer avec le gouvernement fédéral au financement nous semble fort raisonnable et réaliste. Après tout, ce sont les contribuables des provinces qui ont bénéficié de l'électricité nucléaire bon marché et qui continueront à en bénéficier au cours des 40 prochaines années grâce aux usines qui ont été mises en place à cause de ses efforts de recherche et de développement.

À mon avis, le fait que nous n'avons pas connu beaucoup de succès au départ ne change en rien le principe. Ce fait ne devrait pas changer non plus nos efforts pour convaincre les provinces que c'est elles qui ont bénéficié de l'électricité nucléaire, alors que c'est le gouvernement fédéral qui a payé les coûts. Il va sans dire qu'on se lance très rapidement dans toutes sortes d'arguments au sujet des paiements de transfert, et nous avons eu des discussions de ce genre cette fois-ci également.

J'ai toujours bon espoir qu'avec le temps, nous allons finir par gagner l'argument au sujet des coûts partagés. Nous allons gagner l'argument au sujet de la contribution avantageuse que nous faisons, mais malheureusement, nous n'aurons peut-être pas suffisamment de temps, car la situation va continuer à évoluer, et les réductions des prévisions budgétaires sont déjà en vigueur.

Nous avons travaillé très fort et nous avons réussi à survivre avec un budget de 60 millions jusqu'en cette année. Nous aurons 20 ou 30 millions de dollars l'année prochaine, et 30 millions de dollars l'année d'après. La situation devient de plus en plus difficile, et nous ne pourrions pas subir beaucoup plus de chocs comme celui que nous avons subi aujourd'hui sans en ressentir les conséquences.

Nous espérons que ces négociations avec les provinces et avec les services publics seront fructueuses.

[Texte]

The Chairman: Thank you. Mr. Donnelly, I want to apologize. There is no lack of interest in the committee. It happens to be an opposition day that is on energy and this is an Energy committee, so my colleagues are speaking in the House. Also, there is a mining conference and this is the Mining committee and we have people over at the Canadian Mining Association.

I want to thank you, President Donnelly and you, Chairman Bénéteau and Dr. Hatcher, Mr. O'Neill and Mr. Lawson for appearing before us. I also want to say hello to Dr. Eva Rosinger, who went with us by airplane out to Winnipeg and was so very very helpful on our tour at Whiteshell.

We certainly appreciate your being here and sharing your information with us and I thank you. The next meeting is on Tuesday, May 26 at 3.30 p.m.

The meeting is now adjourned.

[Traduction]

La présidente: Merci. Je tiens à m'excuser, monsieur Donnelly. Ce n'est pas que les membres du Comité ne s'intéressent pas à la question. Il s'avère que c'est une journée d'opposition, dont le sujet est l'énergie. Comme c'est le comité d'énergie, mes collègues sont en train de participer au débat à la Chambre. De plus, il y a en ville une conférence sur les mines, et comme c'est le Comité des mines également, certains de nos membres assistent à la conférence de l'Association minière du Canada.

Je tiens à vous remercier, messieurs Donnelly, Bénéteau, Hatcher, O'Neill et Lawson de votre comparution devant nous. Je tiens également à saluer M^{me} Eva Rosinger, qui nous a accompagnés lors de notre voyage en avion à Winnipeg, et qui nous a tellement aidés le jour de notre visite aux installations de Whiteshell.

Nous vous sommes très reconnaissants de votre présence et de votre exposé. Je vous remercie. La prochaine réunion aura lieu le mardi 26 mai à 15h30.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From Atomic Energy of Canada Limited:

James Donnelly, President;
Basil Bénéteau, Chairman;
Stan Hatcher, President, Research Company;
Paul O'Neill, President, Radiochemical Company;
Don Lawson, President, CANDU Operations.

TÉMOINS

De l'Énergie atomique du Canada, Limitée:

James Donnelly, président;
Basil Bénéteau, président du conseil d'administration;
Stan Hatcher, président, Société de recherche;
Paul O'Neill, président, Société radiochimique;
Don Lawson, président, Opérations CANDU.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 25

Tuesday, May 26, 1987
Thursday, May 28, 1987
Tuesday, June 2, 1987
Tuesday, June 9, 1987
Thursday, June 11, 1987
Thursday, June 18, 1987
Thursday, June 25, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 25

Le mardi 26 mai 1987
Le jeudi 28 mai 1987
Le mardi 2 juin 1987
Le mardi 9 juin 1987
Le jeudi 11 juin 1987
Le jeudi 18 juin 1987
Le jeudi 25 juin 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Main Estimates 1987-88: All Votes under
ENERGY, MINES AND RESOURCES

Pursuant to Standing Order 96(2), matters relating
to the Department of Energy, Mines and Resources,
specifically Canada's oil reserves and resources

INCLUDING:

The SEVENTH REPORT to the House

CONCERNANT:

Budget des dépenses principal 1987-1988: Tous les
crédits sous la rubrique ÉNERGIE, MINES ET
RESSOURCES

Conformément à l'article 96(2) du Règlement,
questions relatives au Ministère de l'Énergie, des
Mines et des Ressources spécialement les réserves et
ressources pétrolières du Canada

Y COMPRIS:

Le SEPTIÈME RAPPORT à la Chambre

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage

ORDERS OF REFERENCE

Pursuant to Standing Order 67(5), the following Order in Council appointments were referred to the Committee:

On Thursday, May 21, 1987

P.C. 1987-774—J.E. Baugh, First-Chairman of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board;

P.C. 1987-775—Diego Henao, Member of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board;

P.C. 1987-776—William Deyell, Member of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board;

P.C. 1987-777—John Zwolinski, Member of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board;

P.C. 1987-778—Arthur Kroeger, Director of Petro-Canada International Assistance Corporation.—Sessional Paper No. 332-6/6G.

On Monday, June 8, 1987

P.C. 1987-902—Gerard Lachapelle, Member of the Board of Examiners appointed under the Canada Lands Surveys Act;

P.C. 1987-903—Diego Henao, Vice-Chairman of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board;

P.C. 1987-960—David Sellen and Peter Harold Harris, Directors of the Atomic Energy of Canada Limited;

P.C. 1987-975—Sylvia Olga Fedoruk, Member of the Atomic Energy Board; and

P.C. 1987-976—John G. Fitzgerald, Vice-Chairman of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board.—Sessional Paper No. 332-6/6H.

Pursuant to Provisional Standing Order 67(4), the following documents were deemed referred to the Committee:

On Thursday, May 28, 1987

Report on the Canada Oil and Gas Lands Administration for the year 1986, pursuant to section 109 of the Canada Petroleum Resources Act, Chapter 45, Statutes of Canada, 1986. (English and French)—Sessional Paper no. 332-1/455.

On Thursday, June 11, 1987

Report of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board, together with the Auditor's Report for the fiscal year ended March 31, 1987, pursuant to subsection 29(3) of the Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Chapter 3, Statutes of Canada, 1987. (English and French)—Sessional Paper No. 332-1/505.

ORDRES DE RENVOI

Conformément aux dispositions de l'article 67(5) du Règlement, les nominations par décret suivantes ont été renvoyées au Comité:

Le jeudi 21 mai 1987

C.P. 1987-774—J.E. Baugh, premier président de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers;

C.P. 1987-775—Diego Henao, membre de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers;

C.P. 1987-776—William Deyell, membre de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers;

C.P. 1987-777—John Zwolinski, membre de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers;

C.P. 1987-778—Arthur Kroeger, membre du Conseil d'administration de la Société Petro-Canada pour l'Assistance Internationale.—Document parlementaire n° 332-6/6G.

Le lundi 8 juin 1987

C.P. 1987-902, Gerard Lachapelle, membre de la Commission d'examineurs nommé en vertu de la loi sur l'arpentage des terres du Canada;

C.P. 1987-903—Diego Henao, vice-président de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers;

C.P. 1987-960, David Sellen et Peter Harold Harris, administrateurs de l'Énergie atomique du Canada Limitée;

C.P. 1987-975, Sylvia Olga Fedoruk, membre de la Commission de contrôle de l'énergie atomique; et

C.P. 1987-976, John G. Fitzgerald, vice-président de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.—Document parlementaire no 332-6/6H.

Conformément aux dispositions de l'article 67(4) du Règlement, les documents suivants sont réputés renvoyés au Comité:

Le jeudi 28 mai 1987

Rapport de l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada pour l'année 1986, conformément à l'article 109 de la Loi fédérale sur les hydrocarbures, chapitre 45, Statuts du Canada, 1986. (Textes français et anglais)—Document parlementaire n° 332-1/455.

Le jeudi 11 juin 1987

Rapport de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, ainsi que le rapport des vérificateurs y afférent, pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1987, conformément à l'article 29(3) de la Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve, chapitre 3, Statuts du Canada 1987. (Textes français et anglais)—Document parlementaire n° 332-1/505.

REPORT TO THE HOUSE

Friday, May 29, 1987

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources has the honour to present its

SEVENTH REPORT

In accordance with its Order of Reference of Monday, March 2, 1987, your Committee has considered Votes 1, 5, 10, 15, L20, 25, 30, 35, 40, 45, 50 and 55, under ENERGY, MINES AND RESOURCES in the Main Estimates for the fiscal year ending March 31, 1988, and reports the same.

A copy of the relevant Minutes of Proceedings and Evidence (*Issues Nos. 14, 15, 17, 19, 20, 21, 22, 24 and 25, which includes this Report*) is tabled.

Respectfully submitted,

BARBARA SPARROW,
Chairman.

RAPPORT À LA CHAMBRE

Le vendredi 29 mai 1987

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources a l'honneur de présenter son

SEPTIÈME RAPPORT

Conformément à son ordre de renvoi du lundi 2 mars 1987, votre Comité a étudié les Crédits 1, 5, 10, 15, L20, 25, 30, 35, 40, 45, 50 et 55, sous la rubrique ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES du Budget principal des dépenses pour l'année financière se terminant le 31 mars 1988 et en fait rapport.

Un exemplaire des Procès-verbaux et témoignages s'y rapportant (*fascicules nos 14, 15, 17, 19, 20, 21, 22, 24 et 25, qui comprend le présent rapport*) est déposé.

Respectueusement soumis,

La présidente,
BARBARA SPARROW.

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, MAY 26, 1987

(36)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 3:39 o'clock p.m., in Room 306 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter and Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Economist.

The Committee resumed consideration of its Order of Reference dated March 2, 1987, relating to the Main Estimates for the fiscal year ending March 31, 1988. (See *Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, March 5, 1987, Issue No. 11.*)

The Chairman called Votes 1 to 55 severally.

Votes 1 to 55 carried severally.

ORDERED,—That the Chairman report to the House all Votes under ENERGY, MINES AND RESOURCES in the Main Estimates for the fiscal year ending March 31, 1988.

At 3:44 o'clock p.m., on motion of Bob Porter, it was agreed,—That the Committee meeting be continued *in camera*, without transcription.

The Committee proceeded to consider future business.

It was agreed,—That the Chairman prepare a budget for travel by the Committee to the Tenth Canadian Energy Forum in St. John's, Newfoundland, to be held on October 7 and 8, 1987.

It was agreed,—That Petro-Canada be invited to appear before the Committee on the report of Petro-Canada for the fiscal year ending December 31, 1986.

At 4:01 o'clock p.m. the Committee adjourned to the call of the Chair.

THURSDAY, MAY 28, 1987

(37)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met *in camera* at 9:10 o'clock a.m., in Room 307 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Bob Porter and Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Economist.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of Canada's

PROCÈS-VERBAUX

LE MARDI 26 MAI 1987

(36)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 15 h 39, dans la pièce 306 de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller technique; Lawrence Harris, économiste.

Le Comité étudie de nouveau son ordre de renvoi du 2 mars 1987 relatif au budget principal des dépenses pour l'exercice financier se terminant le 31 mars 1988. (Voir *Procès-verbaux et témoignages du jeudi 5 mars 1987, fascicule no 11.*)

La présidente met en délibération les crédits 1 à 55 respectivement.

Les crédits 1 à 55 sont respectivement adoptés.

IL EST ORDONNÉ,—Que la présidente fasse rapport, à la Chambre, de tous les crédits inscrits sous la rubrique ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES dans le budget principal des dépenses pour l'exercice financier se terminant le 31 mars 1988.

À 15 h 44, sur motion de Bob Porter, il est convenu,—Que le Comité adopte le huis clos sans service de transcription.

Le Comité entreprend de déterminer ses futurs travaux.

Il est convenu,—Que la présidente élabore un budget en prévision de la participation du Comité, les 7 et 8 octobre 1987, au Dixième symposium canadien sur l'énergie, lequel se tiendra à Saint-Jean-de-Terre-Neuve.

Il est convenu,—Que des représentants de Petro-Canada soient invités à comparaître devant le Comité au sujet de son rapport portant sur l'exercice financier clos le 31 décembre 1986.

À 16 h 01, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

LE JEUDI 28 MAI 1987

(37)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huis clos, aujourd'hui à 9 h 10, dans la pièce 307 de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller technique; Lawrence Harris, économiste.

Conformément au mandat que lui confie l'article 96(2) du Règlement, le Comité continue d'étudier la question

oil reserves and resources. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated November 24, 1986, Issue 3.*)

The Committee proceeded to consideration of its draft report on oil reserves and resources.

At 10:04 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

TUESDAY, JUNE 2, 1987
(38)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met *in camera* with transcription, at 9:09 o'clock a.m., in Room 306 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Lawrence O'Neil, Bob Porter and Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Economist.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of Canada's oil reserves and resources. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated November 24, 1986, Issue 3.*)

The Committee resumed consideration of its draft report on oil reserves and resources.

At 10:19 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

TUESDAY, JUNE 9, 1987
(39)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met *in camera* with transcription, at 9:07 o'clock a.m., in Room 306 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Bob Porter and Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Economist.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of Canada's oil reserves and resources. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated November 24, 1986, Issue 3.*)

The Committee resumed consideration of its draft report on oil reserves and resources.

At 10:43 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

THURSDAY, JUNE 11, 1987
(40)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met *in camera*, with transcription, at 9:11

des réserves et des ressources pétrolières du Canada. (*Voir Procès-Verbaux et témoignages du 24 novembre 1986, fascicule n° 3.*)

Le Comité entreprend d'étudier son projet de rapport sur les réserves et les ressources pétrolières.

À 10 h 04, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

LE MARDI 2 JUIN 1987
(38)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huis clos, avec service de transcription, aujourd'hui à 9 h 09, dans la pièce 306 de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Lawrence O'Neil, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller technique; Lawrence Harris, économiste.

Conformément au mandat que lui confie l'article 96(2) du Règlement, le Comité étudie de nouveau la question des réserves et des ressources pétrolières du Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du 24 novembre 1986, fascicule n° 3.*)

Le Comité continue d'étudier son projet de rapport sur les réserves et les ressources pétrolières.

À 10 h 19, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

LE MARDI 9 JUIN 1987
(39)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huit clos, avec service de transcription, aujourd'hui à 9 h 07, dans la pièce 306 de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller technique; Lawrence Harris, économiste.

Conformément au mandat que lui confie l'article 96(2) du Règlement, le Comité continue d'étudier la question des réserves et des ressources pétrolières du Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du 24 novembre 1986, fascicule n° 3.*)

Le Comité continue d'étudier son projet de rapport sur les réserves et les ressources pétrolières.

À 10 h 43, le comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

LE JEUDI 11 JUIN 1987
(40)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huis clos, avec service de

o'clock a.m., in Room 307 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Russell MacLellan, Lawrence O'Neil, Barbara Sparrow and Ian Waddell.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Economist.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of Canada's oil reserves and resources. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated November 24, 1986, Issue 3.*)

The Committee resumed consideration of its draft report on oil reserves and resources.

At 10:01 o'clock a.m., the Committee proceeded to the consideration of future business.

It was agreed,—That the Committee approve a travel budget of \$12,546.00 to cover the costs of travelling to and participating in the Tenth Canadian National Energy Forum in St. John's, Newfoundland on October 7 and 8, 1987, and that the Chairman be instructed to present said budget to the Budget Sub-Committee of the Liaison Committee and inform the House Leaders of the proposed trip.

At 10:05 o'clock a.m., the Committee resumed consideration of its draft report.

At 10:41 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

THURSDAY, JUNE 18, 1987
(41)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met *in camera*, with transcription, at 6:08 o'clock p.m., in Room 307 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Bob Porter, Barbara Sparrow and Ian Waddell.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Economist.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of Canada's oil reserves and resources. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated November 24, 1986, Issue 3.*)

The Committee resumed consideration of its draft report on oil reserves and resources.

At 7:45 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

THURSDAY, JUNE 25, 1987
(42)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 3:42 o'clock p.m., in Room 371 West

transcription, aujourd'hui à 9 h 11, dans la pièce 307 de l'édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Russell MacLellan, Lawrence O'Neil, Barbara Sparrow et Ian Waddell.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller technique; Lawrence Harris, économiste.

Conformément au mandat que lui confie l'article 96(2) du Règlement, le Comité continue d'étudier la question des réserves et des ressources pétrolières du Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du 24 novembre 1986, fascicule n° 3.*)

Le Comité continue d'étudier son projet de rapport sur les réserves et les ressources pétrolières.

À 10 h 01, le Comité entreprend de déterminer ses futurs travaux.

Il est convenu,—Que le Comité approuve un budget de voyage de 12,546\$ pour le défrayer des dépenses qu'entraînera sa participation au Dixième symposium canadien sur les ressources, lequel se tiendra, les 7 et 8 octobre 1987, à Saint-Jean-de-Terre-Neuve; et que la présidente reçoive instruction de présenter ledit budget au Sous-comité du budget du Comité de liaison, et de signaler aux leaders de la Chambre le voyage ainsi projeté.

À 10 h 05, le Comité continue d'étudier son projet de rapport.

À 10 h 41, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

LE JEUDI 18 JUIN 1987
(41)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huis clos, avec service de transcription, aujourd'hui à 18 h 08, dans la pièce 307 de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Bob Porter, Barbara Sparrow et Ian Waddell.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller technique; Lawrence Harris, économiste.

Conformément au mandat que lui confie l'article 96(2) du Règlement, le Comité continue d'étudier la question des ressources et des réserves pétrolières du Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du 24 novembre 1986, fascicule n° 3.*)

Le Comité continue d'étudier son projet de rapport sur les réserves et les ressources pétrolières.

À 19 h 45, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

LE JEUDI 25 JUIN 1986
(42)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 15 h 42, dans la pièce

Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter, Barbara Sparrow and Ian Waddell.

Other Member present: George Baker.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: Bill Hopper, Chairman and Chief Executive Officer; David O'Brien, Executive Vice-President.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee commenced consideration of the 1986 Annual Report for Petro-Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Tuesday, March 31, 1987, Issue 14.*)

On motion of Ian Waddell, it was agreed,—That the opening statement presented by Petro-Canada be appended to the printed issue of the Minutes of Proceedings and Evidence for this meeting. (*See Appendix "MINE-1"*).

Bill Hopper and David O'Brien answered questions.

Bill Hopper opening statement may be found in Appendix No. 1.

At 4:49 o'clock p.m., it was agreed,—That the Committee meeting be suspended, and that at its resumption, that the meeting be held *in camera*.

At 5:01 o'clock p.m., the meeting resumed *in camera*, with transcription.

The Committee resumed consideration of its draft report.

It was agreed,—That the Committee seek an Order of the House to table its eighth report, on oil reserves and resources, during the summer adjournment.

At 5:54 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

371 de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter, Barbara Sparrow et Ian Waddell.

Autre député présent: George Baker.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller technique; Lawrence Harris, économe.

Témoins: Bill Hopper, président-directeur général; David O'Brien, vice-président exécutif.

Conformément au mandat que lui confie l'article 96(2) du Règlement, le Comité entreprend l'étude du rapport annuel de Petro-Canada portant sur 1986. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du mardi 31 mars 1987, fascicule n° 14.*)

Sur motion de Ian Waddell, il est convenu,—Que la déclaration préliminaire de Petro-Canada figure en appendice aux *Procès-verbaux et témoignages* de la présente séance. (*Voir appendice «MINE-1»*).

Bill Hopper et David O'Brien répondent aux questions.

La déclaration préliminaire de Bill Hopper figure à l'Annexe n° 1.

À 16 h 49, il est convenu,—Que le Comité interrompe les travaux et adopte le huis clos à la reprise de ces derniers.

À 17 h 01, le Comité reprend les travaux et adopte le huis clos avec service de transcription.

Le Comité continue d'étudier son projet de rapport.

Il est convenu,—Que le Comité obtienne de la Chambre l'ordre de déposer, au cours de la prorogation de l'été, son huitième rapport sur les réserves et les ressources pétrolières.

À 17 h 54, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Tuesday, May 26, 1987

• 1538

The Chairman: Order, please. The first order of the day is Main Estimates, 1987-88. All votes are under Energy, Mines and Resources.

Votes 5, 10, 15, L20, 25, 30, 35, 40, 45, and 50 agreed to.

• 1540

The Chairman: Vote 55 is on Petro-Canada International Assistance Corporation. We had them as witnesses last week, when they did not really provide sufficient information. We requested that certain questions be answered, and they did submit answers by last Friday, as they had promised to. Ms Savage has circulated those to you.

Vote 55 agreed to.

The Chairman: There is a motion that these estimates be referred to the House.

Motion agreed to.

The Chairman: There is now a motion to move in camera.

Motion agreed to.

The Chairman: This committee will now go in camera.

Thursday, June 25, 1987

• 1542

The Chairman: Order. The first order of the day is the annual report of Petro-Canada. We have Mr. William Hopper, Chairman of the Board and Chief Executive Officer, and Mr. David O'Brien, Executive Vice-President. In the second part of our meeting we will go in camera to review our draft report and to make the final changes in the draft report so it can be submitted to the House.

Mr. Hopper has an opening statement, which he has very kindly said we could just have appended to the *Minutes of Proceedings and Evidence*. If it your wish, I would ask for a motion to append the opening statement.

Mr. Waddell: I so move.

Motion agreed to.

The Chairman: Mr. Hopper, could you give us a few minutes of an address, and then we will move right into questions.

Mr. William H. Hopper (Chairman of the Board and Chief Executive Officer, Petro-Canada): The statement is a

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le mardi 26 mai 1987

Le président: À l'ordre, s'il vous plaît. Le premier article à l'ordre du jour est l'étude du Budget des dépenses principales 1987-1988 sous la rubrique Énergie, Mines et Ressources.

Les crédits 5, 10, 15, L20, 25, 30, 35, 40, 45 et 50 sont approuvés.

La présidente: Le crédit 55 a trait à la corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale. Ces représentants ont comparu la semaine dernière, mais n'ont pas donné toute l'information désirée. Nous leur avons demandé de répondre à certaines questions, et leurs réponses nous sont parvenues vendredi dernier tel que convenu. M^{me} Savage vous la fait distribuer.

Le crédit 55 est approuvé.

La présidente: Il y a une motion portant renvoi de ces prévisions à la Chambre.

La motion est adoptée.

La présidente: Il y a maintenant une motion voulant que le Comité siège à huis clos.

La motion est adoptée.

La présidente: Le Comité siège maintenant à huis clos.

Le jeudi 25 juin 1987

La présidente: La séance est ouverte. Nous allons commencer par le rapport annuel de Petro-Canada, cette société étant aujourd'hui représentée par M. William Hopper, président du conseil d'administration et président-directeur général, et par M. David O'Brien, vice-président exécutif. Une fois que nous aurons débattu de cette question, nous passerons à la seconde partie de notre réunion, qui se fera à huis clos et où nous pourrions examiner notre projet de rapport afin d'y apporter les dernières corrections avant de le présenter à la Chambre.

M. Hopper a une déclaration liminaire, qu'il a aimablement proposé de faire annexer à notre compte rendu. Si cela vous convient, j'aimerais que l'un d'entre vous présente une motion à cet effet.

M. Waddell: Je la propose.

La motion est adoptée.

La présidente: Monsieur Hopper, je vous invite à nous dire quelques mots avant que nous ne passions aux questions.

M. William H. Hopper (président du conseil d'administration et président-directeur général de Petro-

[Text]

summary of a longer paper I delivered to some investment analysts a few weeks ago. Basically, it sets out the progress Petro-Canada has made in the downstream part of the business. It speaks of the size of Petro-Canada. In both the downstream and the upstream part of the business we are number two, compared with Imperial Oil. We spend some time talking about our activities, and the rationalization of the Gulf Canada assets, which was our last acquisition.

We then move to the upstream part of the business and talk about our fairly significant production of petroleum and natural gas liquids and natural gas, where again we are about number two to Imperial. We talk about our land position briefly, both in western Canada and in the frontier regions, where we have a substantial interest.

Then we spend some time talking about our financial strength, which is considerable. Last year our revenues were in excess of \$5 billion, our cashflow over \$700 million. Although our earnings are not as high as we would like, they are quite significant and growing. We think we are a major factor in the Canadian energy scene and have great possibilities for the future, considering the position we have in both the tar sands and in east coast lands such as Hibernia, Terra Nova, and so forth. And we end on an optimistic note, Madam Chairman.

Mr. MacLellan: Mr. Hopper, is Petro-Canada at all interested in purchasing Dome Petroleum?

Mr. Hopper: Mr. MacLellan, we are interested, as we are interested all the time, in acquiring attractive assets that could strengthen Petro-Canada and that would fit within our strategic plan.

• 1545

Some time ago, long before the Dome-Amoco offer was announced, I talked to TransCanada, which was the only one I knew was bidding at the time, and basically put to Mr. Maier the proposition that if he were to buy Dome we had some interest in buying some pretty substantial assets that would help us grow in the upstream part of the business. That is about all the discussion we have had.

Mr. MacLellan: So your only discussion has been with TransCanada PipeLines. Is that right?

Mr. Hopper: Yes. They were basically before the Amoco-Dome offer was announced.

Mr. MacLellan: Did you ask for or receive any instructions from the government as to whether you could or could not become a buyer or one of the buyers of the assets of Dome Petroleum?

[Translation]

Canada): Le texte que je viens de déposer est un résumé d'un discours que j'ai prononcé devant plusieurs spécialistes des investissements il y a quelques semaines. En substance, j'y expose la nette amélioration que Petro-Canada a enregistrée dans le secteur des activités en aval. Pour ce qui est du volume de nos activités d'ensemble, c'est-à-dire les activités en aval et en amont, Petro-Canada se place au deuxième rang, après Imperial Oil. Au cours de mon discours, j'ai également parlé de la rationalisation des biens de Gulf Canada, soit notre dernière acquisition.

Pour ce qui est des activités en amont, notre production de pétrole et de gaz naturel a atteint un niveau tel que nous occupons, ici encore, le deuxième rang, après Imperial Oil. Dans ce discours, j'aborde également brièvement la question des concessions que nous possédons dans l'Ouest et dans les régions éloignées, et dans lesquelles nous avons un intérêt substantiel.

Nous nous attardons un peu plus longtemps sur notre solidité financière, qui est considérable. En effet, l'année dernière, nos recettes ont été supérieures à 5 milliards de dollars, et notre marge brute d'autofinancement à 700 millions de dollars. Bien que nos gains ne soient pas aussi élevés que nous l'aimerions, ils sont néanmoins considérables et en nette progression. Nous jouons donc un rôle de premier plan sur la scène énergétique canadienne, et l'avenir semble très prometteur, si l'on songe aux intérêts que nous détenons dans les sables bitumineux et dans les gisements côtiers de l'est comme Hibernia et Terra Nova. C'est sur cette note optimiste que j'aimerais conclure cette petite déclaration, madame la présidente.

M. MacLellan: Monsieur Hopper, Petro-Canada est-elle intéressée à acheter Dome Petroleum?

M. Hopper: Monsieur MacLellan, nous sommes toujours intéressés à prendre le contrôle d'activités susceptibles de renforcer Petro-Canada; cela fait partie de notre stratégie.

Il y a quelque temps, bien avant que l'offre d'Amoco ne soit annoncée, j'ai contacté un dirigeant de TransCanada, car à l'époque, c'était la seule société qui, à ma connaissance, avait proposé d'acheter Dome. Voici, en substance, ce que j'ai proposé à M. Maier: je lui ai dit que s'il achetait Dome, nous serions intéressés, de notre côté, à en acquérir des avoirs substantiels afin de renforcer nos activités en amont. C'est à peu près les seules discussions que j'ai pu avoir à ce sujet.

M. MacLellan: Donc, vous n'en avez discuté qu'avec les dirigeants de TransCanada PipeLines, c'est bien cela?

M. Hopper: Oui. Mais cette discussion a eu lieu avant l'annonce de l'offre d'Amoco.

M. MacLellan: Le gouvernement vous a-t-il donné des instructions et, le cas échéant, lui en aviez-vous demandé, au sujet de la possibilité, pour votre société, de racheter, seule ou avec d'autres, Dome Petroleum?

[Texte]

Mr. Hopper: Well, we had a couple of very general conversations with Mr. Masse about the Dome situation. We told him of our desire or our interest in several of Dome assets. There was really no substantial discussion about our participating in a group or going alone in purchasing Dome.

I must hasten to say that if we were to look at purchasing Dome ourselves, we would have had to have a massive amount of equity capital put into us for us to accomplish that. The kinds of assets value we were looking at was something under \$1 billion. He reiterated the comment that he made publicly, and the comments made by Mr. Wilson, that they were hopeful and confident of a private sector solution. It was felt that was the best thing for the country and for Dome. It was left at that.

Mr. MacLellan: Did he at any time tell you that he did not want Petro-Canada involved in the purchase of Dome Petroleum?

Mr. Hopper: I cannot recall him saying exactly that.

Mr. MacLellan: Well, I mean—

Mr. Hopper: Certainly, by making the statement that he wanted a private sector solution, we felt we should not go further with discussions about being participating in any way in the Dome acquisition. He certainly did not say anything about our not buying assets in Dome after an acquisition was done, or if the assets became available in some other way.

Mr. MacLellan: So Petro-Canada is still interested in the purchase of Dome Petroleum, or at least some assets of Dome Petroleum.

Mr. Hopper: Well, we are still interested in purchasing some of the assets. I suspect a number of Canadian companies are interested in purchasing some assets.

Mr. MacLellan: Mr. Hopper, who are Petro-Canada's insurers? Is Reed Stenhouse one of Petro-Canada's insurers?

Mr. Hopper: Yes. They are a major insurer this year.

Mr. MacLellan: What percentage of the insurance does Reed Stenhouse have?

Mr. David P. O'Brien (Executive Vice-President, Petro-Canada): They are actually not the insurer. They are the broker of record and then the insurance is placed in many markets for different purposes. They are the principal broker of record. They work with one other broker of record. I believe it is Dale & Co. Together they place our insurance. Our insurance is normally placed about the turn of the year, so that would have all been accomplished during that time frame. So the two brokers

[Traduction]

M. Hopper: Nous avons eu plusieurs entretiens avec M. Masse au sujet de Dome Petroleum et nous lui avons dit que nous étions intéressés à en racheter certains avoirs. Il s'agissait toutefois de discussions tout à fait générales, et il n'a pas été vraiment question, tout au moins pas en détail, de la possibilité pour Petro-Canada de racheter, seule ou avec d'autres, Dome Petroleum.

Je m'empresse de dire que si nous avions envisagé d'acheter nous-mêmes Dome, nous aurions eu besoin de capitaux considérables, car la valeur des avoirs que nous envisagions d'acquérir se situait un peu en dessous de 1 milliard de dollars. Il nous a donc répété ce qu'il avait déjà dit en public, à l'instar d'ailleurs de M. Wilson, à savoir qu'il espérait que Dome serait rachetée par une société du secteur privé. Il s'est dit convaincu que c'était la meilleure solution à la fois pour le pays et pour Dome Petroleum, et nous en sommes restés là.

M. MacLellan: Vous a-t-il dit, à un moment ou à un autre, qu'il ne voulait pas que Petro-Canada participe au rachat de Dome Petroleum?

M. Hopper: Je ne me souviens pas l'avoir entendu dire cela précisément.

M. MacLellan: Je veux dire. . .

M. Hopper: Il est bien évident qu'en disant préférer que Dome soit rachetée par une entreprise privée, le ministre nous faisait comprendre que nous ne devions pas envisager plus longuement de participer au rachat de Dome Petroleum. En tout cas, il ne nous a pas expressément interdit d'acheter des avoirs de Dome une fois que cette société aurait été rachetée, ou encore s'il devenait possible de prendre le contrôle de ces avoirs d'une autre façon.

M. MacLellan: J'en conclus donc que Petro-Canada s'intéresse toujours au rachat de Dome Petroleum, ou tout au moins de certains avoirs de cette société.

M. Hopper: En effet, nous sommes toujours intéressés à racheter certains avoirs de cette société, comme c'est sans doute le cas d'un certain nombre d'autres entreprises canadiennes.

M. MacLellan: Monsieur Hopper, qui sont les assureurs de Petro-Canada? La compagnie d'assurance Reed Stenhouse en fait-elle partie?

M. Hopper: Oui, c'est l'un de nos principaux assureurs cette année.

M. MacLellan: Quel pourcentage de votre police d'assurance la compagnie Reed Stenhouse détient-elle?

M. David P. O'Brien (vice-président exécutif de Petro-Canada): Ce n'est pas exactement une compagnie d'assurance, mais plutôt une société de courtage en assurance; en d'autres termes, c'est elle qui garde nos dossiers d'assurance, mais elle souscrit ces assurances auprès des sociétés dont les tarifs sont les plus intéressants. Cette compagnie travaille avec Dale & Co., et, à elles deux, elles s'occupent de toutes nos polices d'assurance. Les opérations de courtage de nos polices d'assurance se

[Text]

working together, of which the lead one was Reed Stenhouse, would have placed our insurance.

Mr. MacLellan: How much insurance does Reed Stenhouse place now as compared to, say, 1983, 1984? Have they placed substantially more insurance now than they did prior to the election in September of 1984?

Mr. O'Brien: Reed Stenhouse has at various stages in our corporate history been our principal broker. Indeed, going back to the late 1970s I think Reed Stenhouse was our sole broker. Then there was a period when we had several brokers for different components of our insurance coverage. Latterly, as I said, it was Reed Stenhouse as the major broker, with Dale as a participant. But I could not give you precise numbers over many years. I do not carry those with me.

Mr. MacLellan: Is it not true that in the last year the amount of the insurance Reed Stenhouse has placed has increased substantially?

Mr. O'Brien: Well, what is true is that about a year ago. . . Every three years in the cycle we normally bring our insurance up for bid. That occurred prior to the beginning of this year and Reed Stenhouse was a successful bidder for the principal part of the brokerage role for the upcoming period.

• 1550

Mr. MacLellan: That is right. The amount of insurance they place has increased substantially.

Mr. O'Brien: If you compare it to the two years or three years before, Reed Stenhouse has a more significant role because we went from, as I recall, three brokers to two brokers. If you went back before that period, I think at one time Reed was our sole broker.

Mr. MacLellan: Yes. However, during the last year, are there not brokers who are no longer placing insurance for Petro-Canada but were a year ago?

Mr. O'Brien: That is right. We went to competitive bidding, yes.

Mr. MacLellan: Is it not also true that the vice-president of Reed Stenhouse is George Stratton, who is the federal treasurer of the Conservative Party—

Mr. O'Brien: I do not know that.

Mr. MacLellan: —and that he was also head of the tour in the election campaign? Maybe you do not know this, but do you have any knowledge of Mr. Stratton receiving from Reed Stenhouse a bonus last year of \$30,000 for having increased the Petro-Canada account? Do you have any knowledge of that?

Mr. O'Brien: I have no such knowledge.

Mr. MacLellan: I suggest that it is a very important point.

[Translation]

font généralement au début de l'année et, de ces deux sociétés qui s'en occupent, Reed Stenhouse est la plus importante.

M. MacLellan: Par rapport à 1983 ou même avant l'élection de 1984, la société Reed Stenhouse a-t-elle augmenté considérablement ses opérations de courtage d'assurance?

M. O'Brien: Depuis que Petro-Canada existe, la société Reed Stenhouse a été plusieurs fois notre courtier principal. A la fin des années 70, elle était même notre seul courtier. Par la suite, nous avons eu recours à plusieurs courtiers à la fois, pour des activités différentes, mais depuis peu, la société Reed Stenhouse est redevenue notre courtier principal, avec la société Dale comme partenaire. Je ne pourrais pas vous donner aujourd'hui des chiffres plus précis sur toute la période considérée car je ne les ai pas avec moi.

M. MacLellan: N'est-il pas vrai que depuis 12 mois, la valeur des polices d'assurance dont Reed Stenhouse est le courtier a augmenté considérablement?

M. O'Brien: Il y a un an. . . En fait, nous refaisons régulièrement des appels d'offres pour nos polices d'assurance, généralement tous les trois ans. Le dernier appel d'offres a eu lieu au début de cette année, et c'est Reed Stenhouse qui a été retenu comme courtier principal de Petro-Canada, pour les trois prochaines années.

M. MacLellan: En effet, les opérations de courtage de cette société ont augmenté considérablement.

M. O'Brien: Il est évident que, par rapport à il y a deux ou trois ans, Reed Stenhouse joue aujourd'hui un rôle beaucoup plus important puisque nous n'avons plus que deux courtiers au lieu de trois. Pourtant, si vous remontez plus loin en arrière, il me semble bien qu'à une certaine époque, Reed était notre seul courtier.

M. MacLellan: C'est exact, mais n'est-il pas vrai qu'au cours des 12 derniers mois, certains courtiers ont cessé de travailler pour Petro-Canada?

M. O'Brien: C'est exact, puisque nous avons procédé à un appel d'offres.

M. MacLellan: N'est-il pas vrai aussi que le vice-président de Reed Stenhouse est George Stratton, lequel est également trésorier fédéral du Parti conservateur. . .

M. O'Brien: Cela, je l'ignore.

M. MacLellan: . . . et qu'il était également l'un des responsables de la campagne électorale du Parti conservateur? Saviez-vous que, l'année dernière, M. Stratton a reçu une prime de 30,000\$ de la Société Reed Stenhouse pour avoir augmenté le compte de Petro-Canada? Le saviez-vous?

M. O'Brien: Je l'ignore totalement.

M. MacLellan: A mon avis, c'est très important.

[Texte]

Mr. O'Brien: As I said, from our perspective, we went to competitive bidding and our interest is of course to get the most efficient, least-cost insurance coverage for our assets; that was our focus.

Mr. MacLellan: Mr. O'Brien, who is the owner of Reed Stenhouse? Is it not true that it is an American-owned company?

Mr. O'Brien: At one stage it was a public company, as I recall, and traded on the Toronto Stock Exchange. I think it was taken over in the last couple of years by some American company, but I could not tell you who it was.

Mr. MacLellan: It has been taken over, Mr. O'Brien. It has been taken over by Alexander & Alexander Services Inc. It is now owned by this American company.

Would you tell me something about the bids that were presented through the placement of this insurance?

Mr. O'Brien: I am not sure what you mean. We requested bids. I cannot at this stage recall how many bids there were, but I think there were various combinations or consortia that probably would have resulted in something like four principal bids.

Sometimes parties combine to make a bid. If one happens to be strong in property insurance and another in marine insurance, they will combine to make a bid on the entire business for us. There were certain permutations and combinations, as I recall.

Mr. MacLellan: What percentage of the insurance that Petro-Canada places would you say was placed by Reed Stenhouse and their companion company?

Mr. O'Brien: As I said, there was a proposal that involved Dale & Co. Ltd. and Reed, with Reed as the lead broker. Those two companies worked together to place the insurance for the various components of our insurance program, which involved casualty, property, marine.

As the lead broker, I would assume that Reed would have placed substantially more than Dale, because Dale's primary area of expertise, as I recall, was in the property area.

Mr. MacLellan: Between the two of them, what was the percentage?

Mr. O'Brien: I think they would have placed it all between the two of them, because that is whom we selected.

Mr. MacLellan: Just on the question of research and development, Mr. Hopper, there has been a reduction in

[Traduction]

M. O'Brien: En ce qui nous concerne, nous avons procédé à un appel d'offres dans le but, bien sûr, de retenir la soumission la moins coûteuse et la plus efficiente en ce qui concerne les assurances dont nous avons besoin. Tel était notre objectif.

M. MacLellan: Monsieur O'Brien, la société Reed Stenhouse n'appartient-elle pas à des intérêts américains?

M. O'Brien: A une certaine époque, je crois que les actions de cette société étaient cotées à la Bourse de Toronto. Il y a deux ans, elle a été rachetée par une société américaine, mais je ne me souviens plus par qui exactement.

M. MacLellan: En effet, monsieur O'Brien, elle a bien été rachetée, et par la société Alexander & Alexander Services Inc. Reed Stenhouse appartient aujourd'hui à cette société américaine.

Pourriez-vous me dire quelques mots des différentes soumissions qui ont été présentées lors de ce dernier appel d'offres?

M. O'Brien: Je ne comprends pas ce que vous voulez dire. Nous avons sollicité des soumissions, et je ne me souviens plus combien nous en avons reçues. . . Il y avait, je crois, plusieurs combinaisons, plusieurs consortiums, et cela devait représenter à peu près quatre soumissions principales.

Vous savez, il arrive que certaines sociétés se regroupent pour présenter une soumission. Si l'une d'entre elles se spécialise en assurance immobilière et l'autre en assurance maritime, elles se regroupent pour nous faire une proposition couvrant l'ensemble de nos activités. Si je me souviens bien, il y avait plusieurs combinaisons.

M. MacLellan: A votre avis, Reed Stenhouse et son partenaire ont réalisé quel pourcentage des polices d'assurance de Petro-Canada?

M. O'Brien: Je vous ai dit tout à l'heure qu'une proposition nous avait été faite par Dale & Co. Ltd. et Reed, cette dernière étant le courtier principal. Ces deux sociétés ont réalisé ensemble les opérations de courtage nécessaires aux diverses polices d'assurance dont nous avons besoin et qui comprennent notamment les assurances contre les accidents, l'assurance immobilière et l'assurance maritime.

En tant que courtier principal, Reed a certainement placé beaucoup plus de contrats d'assurance que Dale, laquelle se spécialise, je crois, dans l'assurance immobilière.

M. MacLellan: A elles deux, elles ont placé quel pourcentage de contrats d'assurance?

M. O'Brien: Je suppose qu'elles se sont occupées de tous nos contrats d'assurance puisque ce sont les deux sociétés que nous avons retenues.

M. MacLellan: Passons maintenant, si vous le voulez bien, à la question de la recherche fondamentale et

[Text]

Petro-Canada's budget on research and development. Is that correct?

Mr. Hopper: Yes, that is correct. We have reduced our budget right across the board in almost every activity.

Mr. MacLellan: Why research and development? I would have thought, as a Crown corporation, a Crown corporation would be interested in that particular aspect and would receive, encourage and fund the government to maintain a broad activity in that region.

Mr. Hopper: We certainly did not receive any financial encouragement, if that is what you mean. Everybody is in favour of research and development if you can afford it. The year 1986 was a very tough year for this industry. To keep our heads above water and our company financially strong, we found it necessary to reduce a number of activities in the company, to lay off significant amounts of people and to cut our costs.

• 1555

Part of that rationalization and cost-cutting involved R and D. We are in the process of closing a lab in Calgary and putting some of that R and D out for contract because we found it more cost-effective. We have moved some of the R and D down to the Sheridan research lab we acquired from Gulf. Although our budget is down, we are still carrying on some R and D, and now that the industry has turned around a little bit, I expect that it will go up again.

Mr. Waddell: I want to welcome both of you gentlemen here. Mr. Hopper, I find the procedure of bidding for Dome very curious. Have you ever seen a procedure like this before where you have this no shop lock-out thing for bids in the oil industry? You have taken over some companies.

Mr. Hopper: I have not experienced it in my time at Petro-Canada, but then I am not an expert in that area, Mr. Waddell.

Mr. Waddell: Do you find it an unusual procedure too?

Mr. Hopper: I cannot really tell you how unusual it is. It may be very effective.

Mr. Waddell: You know the Canadian oil industry inside out. What will it mean for the Canadian oil industry if Amoco buys Dome?

Mr. Hopper: Well, the numbers game gets played here. Dome was always counted as a company controlled in Canada, although the ownership was less than 50% Canadian. What it will mean in the longer run will be

[Translation]

appliquée, car je constate que ce poste a été réduit dans votre budget. C'est bien cela?

M. Hopper: C'est exact. Nous avons opéré des réductions budgétaires pour toutes nos activités, ou à peu près.

M. MacLellan: Pourquoi l'avez-vous fait pour la recherche fondamentale et appliquée? Je croyais qu'une société d'État s'y intéresserait plus particulièrement et qu'elle recevrait donc suffisamment de crédits du gouvernement pour au moins maintenir le même niveau d'activités dans ce domaine.

M. Hopper: Nous n'avons pas reçu d'encouragement financier de la part du gouvernement, si c'est cela que vous voulez dire, monsieur MacLellan. Tout le monde est partisan de la recherche fondamentale et appliquée quand on a les moyens. L'année 1986 a été particulièrement dure pour notre industrie. Afin de nous maintenir à flot et de conserver notre solidité financière, nous avons dû réduire un certain nombre d'activités, procéder à de nombreuses mises à pied et réduire nos dépenses.

Cet exercice de rationalisation et de réduction des dépenses a touché, en partie, les activités de recherche fondamentale et appliquée. Nous allons prochainement fermer un laboratoire de Calgary, dont nous sous-traiterons désormais certaines activités de recherche fondamentale et appliquée, car nous avons constaté que c'était plus rentable. Quant aux autres activités de recherche effectuées par ce laboratoire, nous en avons transféré au laboratoire de recherche de Sheridan que nous avons récupéré avec le rachat de Gulf. Malgré les réductions budgétaires qui nous sont imposées, nous poursuivons nos activités de recherche et, avec la reprise qu'a amorcée l'industrie, nous pensons que ces activités vont s'intensifier.

M. Waddell: Permettez-moi de vous souhaiter à tous deux la bienvenue. Monsieur Hopper, je trouve la procédure d'achat de Dome tout à fait curieuse. Vous avez une certaine expérience dans ce domaine puisque vous avez pris le contrôle de plusieurs sociétés, mais avez-vous jamais vu une procédure pareille, un appel d'offres aussi hermétique?

M. Hopper: Pas depuis que je suis à Petro-Canada, mais vous savez, je ne suis pas expert en la matière.

M. Waddell: Quand même, ne trouvez-vous pas cette procédure tout à fait inhabituelle?

M. Hopper: Je ne peux pas vous dire. Il se peut qu'elle soit très efficace.

M. Waddell: Écoutez, vous connaissez le secteur pétrolier canadien comme votre poche. Si Amoco rachète Dome, que va-t-il se passer?

M. Hopper: Encore une fois, ce sont les chiffres qui comptent. Dome a toujours fait partie des sociétés contrôlées par des intérêts canadiens, même si ces derniers représentaient moins de 50 p. 100. À la longue,

[Texte]

made apparent by how aggressive Amoco wishes to run that company, re-invest and spend in Canada and on Dome properties.

I have said publicly that I think everybody in Canada would have liked to see a Canadian bidder come up that could have been successful in taking over Dome. I do not know if that is still going to happen or not.

Mr. Waddell: What is the difference between American-controlled company and Canadian-controlled company in the oil industry, as far as you have seen?

Mr. Hopper: It depends on the company, but in many cases a Canadian-controlled company is probably more sensitive to Canadian requirements and issues than companies that are controlled outside of Canada, although that is not always the case. Some of the largest companies in this country have been controlled from south of the border, but still have been excellent corporate citizens and sensitive to Canadian requirements. I do not think you can categorize all foreign companies in the same way. Some are more sensitive and some are less sensitive.

Mr. Waddell: You would agree with me that Amoco, judging by past history, has probably the worst record in the industry for re-investment.

Mr. Hopper: They have certainly been outspoken about Canadian policies from time to time.

Mr. Waddell: You say that you are interested in Dome. Does that mean you might go together with a group to purchase Dome, do it individually or get pieces of Dome's assets if Dome went bankrupt?

Mr. Hopper: Our first interest was to acquire, but we have a limited financial capability without any more equity from government or from selling our own shares. We felt that there were four or five large assets which could amount to as much as \$1 billion that we could afford on our own, we were interested in and could fit our long-time strategic plan.

We still feel that way, but we do not know whether those will come up for sale or not. We have not considered being part of a group because I think the government has been quite clear that it desired a private-sector solution and I assume that meant a solution that did not include Petro-Canada.

Mr. Waddell: Has the government told you that?

• 1600

Mr. Hopper: I mentioned to Mr. MacLellan that they did not exactly tell me that. They just basically said that they would rather have a private sector solution, and for the reasons outlined: some of the creditors, both domestic and foreign, might be more demanding in terms of the return if a state involvement was in the solution to this problem, and that might be so.

[Traduction]

tout dépendra des décisions que prendra Amoco en matière de réinvestissement au Canada et dans les anciennes activités de Dome.

Tous les Canadiens, je crois, et je l'ai déjà dit publiquement, auraient préféré que Dome soit racheté par des intérêts canadiens. Mais nous ne savons toujours pas si c'est ce qui va se passer.

M. Waddell: D'après votre expérience, quelle différence y a-t-il entre une société pétrolière appartenant à des intérêts américains et une autre appartenant à des intérêts canadiens?

M. Hopper: Tout dépend de la société, mais en général, une société appartenant à des intérêts canadiens est plus sensible aux besoins et aux problèmes canadiens que celles qui appartiennent à des intérêts étrangers, mais il y a des exceptions. En effet, certaines grandes sociétés implantées au Canada appartiennent à des intérêts américains mais n'en sont pas moins des personnes morales exemplaires tout à fait sensibles aux besoins des Canadiens. Il faut donc éviter de mettre toutes les sociétés étrangères dans la même catégorie. Certaines sont plus sensibles à ces besoins, d'autres le sont moins.

M. Waddell: Vous conviendrez avec moi qu'Amoco a des antécédents déplorables, sinon les pires, en matière de réinvestissement.

M. Hopper: En tout cas, ils ne cachent pas ce qu'ils pensent de certaines politiques canadiennes!

M. Waddell: Vous dites que vous seriez intéressés à racheter Dome. Le feriez-vous seuls, avec d'autres sociétés, ou encore vous contenteriez-vous d'acheter certains avoirs de Dome au cas où celle-ci ferait faillite?

M. Hopper: Ce qui nous intéressait, avant tout, c'était de racheter Dome, mais sans plus de capital-actions du gouvernement, notre capacité financière est limitée, même si nous voulions vendre nos propres actions. Il y a quatre ou cinq immobilisations importantes de Dome, représentant environ 1 milliard de dollars et que nous pourrions nous permettre d'acheter; elles nous intéressent et s'inscrivent dans notre stratégie à long terme.

Par contre, nous ne savons pas si ces immobilisations-là vont être un jour en vente. Nous n'envisageons pas de faire partie d'un consortium d'acheteurs car le gouvernement a clairement indiqué sa préférence pour un acheteur du secteur privé, ce qui, à mon avis, exclut Petro-Canada.

M. Waddell: C'est ce que le gouvernement vous a dit?

M. Hopper: J'ai dit tout à l'heure à M. MacLellan que ce n'est pas tout à fait ce que le ministre nous avait dit. Celui-ci nous a plutôt indiqué qu'il préférerait que Dome soit rachetée par une société du secteur privé, et ce, pour les raisons suivantes: certains créanciers, canadiens aussi bien qu'étrangers, seraient peut-être plus exigeants au niveau du rendement sur les investissements si l'État intervenait pour régler cette affaire.

[Text]

Mr. Waddell: Do you agree with that line of reasoning?

Mr. Hopper: There is something to it, yes.

Mr. Waddell: I have two other matters I want to ask you about. Could you tell me what Petrosul International Ltd. is?

Mr. Hopper: Mr. Waddell, that does not strike—

Mr. Waddell: Let me rephrase the question. Would you agree that Petrosul International is the sulphur exporting agency of your company? I think if you checked your records, you might find it so.

Mr. Hopper: It is out of Vancouver, is it not?

Mr. Waddell: Yes, that is right.

Mr. Hopper: It is an agent that we signed an agreement with to market our sulphur.

Mr. Waddell: Could you please tell me why you continue to sell sulphur to South Africa in spite of government policy discouraging Canadian export?

Mr. Hopper: We mean to follow the dictates of government policy to the nth degree. We have not seen anything in the statements by Mr. Clark, External Affairs, or any other agency in government, which says selling sulphur is on their restricted list. It is not.

Mr. Waddell: Would you be prepared to get for this committee, get for me especially, the amount of sulphur you sell to South Africa per year?

Mr. Hopper: Yes, I could probably get that.

Mr. Waddell: Thank you.

Let me ask you about privatization. Are there any plans, as far as you know, to privatize Petro-Canada?

Mr. Hopper: There is a lot of work that has been done by the government on the issue.

Mr. Waddell: Are you involved in that work?

Mr. Hopper: Partly, yes.

Mr. Waddell: Is there a timetable?

Mr. Hopper: I would not know if there is a timetable. I suppose that is up to Cabinet or someone.

Mr. Waddell: You are giving us a report here saying that you are doing very well—a \$700 million cashflow operating out there; slimmed down but surviving, even expanding. Why would you want to privatize?

Mr. Hopper: Mr. Waddell, I have said publicly on several occasions that we have a mandate to operate in a private sector fashion, not as an instrument of government policy, with our prime responsibility on profitability and the bottom line.

Mr. Waddell: Which you are doing—

[Translation]

M. Waddell: Le pensez-vous?

M. Hopper: Ce n'est pas tout à fait faux.

M. Waddell: J'aimerais vous poser deux autres questions. Tout d'abord, qui est Petrosul International Ltd.?

M. Hopper: Monsieur Waddell, cela ne me dit rien. . .

M. Waddell: Je vais reformuler ma question. Est-il vrai que Petrosul International est la société d'exportation de soufre de votre société? Vous pouvez le vérifier dans vos dossiers.

M. Hopper: Elle est basée à Vancouver, n'est-ce pas?

M. Waddell: C'est exact.

M. Hopper: C'est en effet la société avec laquelle nous avons signé un contrat pour la commercialisation de notre soufre.

M. Waddell: Pouvez-vous m'expliquer pourquoi vous continuez à vendre du soufre à l'Afrique du Sud malgré les politiques du gouvernement visant à freiner les exportations canadiennes vers ce pays?

M. Hopper: Nous nous faisons un point d'honneur de respecter les politiques gouvernementales à la lettre. Or, aucune déclaration de M. Clark, du ministère des Affaires extérieures ou d'un autre organisme du gouvernement n'indique qu'il est interdit de vendre du soufre à l'Afrique du Sud.

M. Waddell: Pourriez-vous nous dire quelles quantités de soufre vous vendez chaque année à l'Afrique du Sud?

M. Hopper: Je pourrais obtenir ce chiffre.

M. Waddell: Merci.

En ce qui concerne maintenant la privatisation, savez-vous si des plans ont été arrêtés pour dénationaliser Petro-Canada?

M. Hopper: Le gouvernement a beaucoup étudié la question.

M. Waddell: Avez-vous participé à toutes ces études?

M. Hopper: En partie.

M. Waddell: Un échéancier a-t-il été arrêté?

M. Hopper: Je ne sais pas, il faudrait le demander à un membre du Cabinet.

M. Waddell: Selon le rapport annuel dont nous sommes saisis, tout va très bien pour vous; vous avez une marge d'autofinancement de 700 millions de dollars; vos activités ont été réduites, certes, mais vous réussissez à survivre, et même fort bien. Pourquoi alors privatiser votre société?

M. Hopper: Monsieur Waddell, j'ai déjà dit à plusieurs reprises et en public que nous devons fonctionner comme une entreprise privée et non comme un instrument de la politique du gouvernement; en conséquence, notre objectif essentiel doit être la recherche du profit.

M. Waddell: C'est ce que vous faites. . .

[Texte]

Mr. Hopper: Yes.

Mr. Waddell: —by keeping the prices up on the downstream with the other companies and making some good money on it.

Mr. Hopper: We compete in the downstream and the prices fall out of that. My own personal view is that if you are going to have a Crown corporation 100% owned that is going to behave like a private sector company and have all the efficiencies and so forth to go with that, then I do not see any purpose of the government's owning the company.

More importantly, as the next few years evolve, we are going to face very substantial capital expenditures—offshore, Alberta, and all of these things. Today we have to spend well over \$100 million on refineries to get to the 1992 period when we cannot sell leaded gasoline. There is a whole raft of expenditures that we informed the government of in our long-term plan, and we do not have cashflow to support all of those energy activities in Canada unless we have a further source of equity. The government has informed us that they are not prepared to put any more equity into Petro-Canada, and if we are to continue to develop further energy resources for Canada and energy facilities, it seems to me that the only way to go would be to sell shares.

Mr. Waddell: Or to get money in some other way.

Mr. Hopper: Some other way, Mr. Waddell, but not borrowing it, because I do not think we can borrow too much more than we already have.

Mr. Waddell: I would like to pursue that again at some other point, but I only have time for one more question, and it is more of a general one. What you are saying here, it seems to me, is: look, we are surviving; we are doing okay, when you consider the price of oil.

You say in your report that you are basically working in the downstream, marketing and refining gasoline products, and that you are exploring in the western sedimentary basin. Great. But so are other companies. So you are acting just like any other company.

• 1605

This committee is going to bring down a report soon, I hope, and it is going to warn Canadians about future possible shortages in the 1990s. What are you going to be able to move into those areas that Canada is going to need to develop if it is to meet an energy crisis in the 1990s? How are you prepared for that?

Mr. Hopper: Over the past number of years the industry and Petro-Canada—Petro-Canada disproportionately, I might say—have spent a great deal of money on the Canadian frontier and in heavy oil research

[Traduction]

M. Hopper: En effet.

M. Waddell: ... en maintenant les prix à un niveau élevé pour les activités en aval et en encaissant un bon profit là-dessus.

M. Hopper: Pour les activités en aval, c'est la concurrence qui détermine nos prix. À mon avis, si vous voulez qu'une société d'État puisse s'autofinancer à 100 p. 100, se comporter comme une entreprise privée et être aussi efficace, à quoi bon alors que cette société appartienne au gouvernement?

De plus, d'ici quelques années, nous allons devoir engager des dépenses d'investissement considérables, au large des côtes, en Alberta et ailleurs. En ce moment, nous devons consacrer plus de 100 millions de dollars à certaines raffineries d'ici 1992, car à cette date-là, nous ne pourrions plus vendre de l'essence ordinaire, c'est-à-dire contenant du plomb. Il y a toute une kyrielle de dépenses que nous avons prévues dans notre plan à long terme et dont nous avons informé le gouvernement; nous n'aurons pas les capitaux nécessaires à toutes ces activités si nous ne disposons pas d'une autre source de financement. Le gouvernement nous a fait savoir qu'il n'avait pas l'intention d'investir davantage dans Petro-Canada; or, si nous voulons continuer à exploiter les ressources énergétiques et à doter le Canada des équipements dont il a besoin dans ce secteur, nous n'aurons pas d'autre solution que de vendre des actions.

M. Waddell: À moins de trouver une autre source de financement.

M. Hopper: En effet, monsieur Waddell, mais je ne pense pas que nous puissions emprunter plus que ce que nous avons.

M. Waddell: J'espère que j'aurai l'occasion de revenir plus tard sur cette question, mais j'aimerais, pour terminer, vous en poser une plus générale. Si j'ai bien compris, votre message est le suivant: nous réussissons à survivre et à nous en sortir, malgré le prix du pétrole.

Dans votre rapport, vous indiquez que l'essentiel de vos activités concerne les opérations en aval, la commercialisation et le raffinage des produits du pétrole. Vous dites également que vous faites de la prospection dans le bassin sédimentaire de l'Ouest. Parfait. Mais c'est la même chose pour d'autres sociétés, donc vous vous en sortez, comme n'importe quelle autre société.

Notre Comité va préparer un rapport, bientôt je l'espère, afin de mettre en garde les Canadiens contre des pénuries éventuelles dans les années 90. Que faites-vous à l'heure actuelle pour parer à cette éventualité, et je veux parler d'une crise de l'énergie dans les années 90? Comment vous y préparez-vous?

M. Hopper: Depuis plusieurs années, l'industrie et Petro-Canada, et je dirais même surtout Petro-Canada, si l'on compte en pourcentage, ont énormément investi dans les régions éloignées, dans la recherche sur l'huile lourde,

[Text]

and so forth. We have in front of us now opportunities on the east coast to develop reserves we have found during the exploration period that really started when we came into business. Private or public, we would not be spending any more exploration money of size on the east coast, with the exception of those wells we are going drill that really delineate the reserves we have already found.

So when I speak about capital requirements in the future, those capital requirements are for such things as expanding Syncrude to 200,000 barrels a day; perhaps the development of another tar sands plant; putting more money into in situ oil development or in situ development in Wolf Lake, which we have decided to expand to 20,000 barrels a day. We are looking seriously at the Terra Nova block we control. Hibernia is a \$4 billion to \$5 billion project we have 25% of.

I think we are one of two or maybe three companies out on the east coast offshore still drilling. We are finishing a well on a structure called "Comeau" on the Scotian Shelf, and we will be moving that rig to drill another delineation well, or half-wildcat well, in Ponhook, close to the Cohasset discovery, to see if we can put together enough oil reserves to make a project out there. Probably it would be a skinny project, but we are trying. Those are all activities associated with finds we have made in past years.

Mr. Waddell: Have you ever considered selling shares to deal with a specific project, let us say Wolf Lake or Syncrude expansion, where you could set up a company and you could sell shares to the public to finance those particular projects, rather than privatize the government oil company, or even part of it?

Mr. O'Brien: That in theory is a possibility. In practice it seldom works, because normally an astute investor wants to invest in a broad cross-section of your activities, not solely the high-risk, high-cost elements. If you talk of a tar sands plant, that by nature is very high risk and high cost and is less attractive as an isolated investment for the broad investment community. They would much sooner have a piece of our overall activity, including our conventional oil and gas, where the prospect of the risk-reward return is more substantial.

The Chairman: On your comments about Amoco's poor record of investment in Canada, if you check prior to the National Energy Program coming in in 1980-81, they invested 115% or 118% of cashflow, just like all the

[Translation]

etc. Plusieurs possibilités se présentent à nous sur la côte Est en ce qui concerne l'exploitation des gisements que nous avons découverts pendant la période de prospection qui a en fait commencé au moment de la création de notre société. Que nous soyons une société privée ou publique ne changerait rien à la situation, nous ne dépenserions pas davantage dans des activités de prospection sur la côte Est, à l'exception des puits que nous allons forer parce qu'ils délimitent les gisements que nous avons découverts.

Lorsque je parle des capitaux dont nous aurons besoin par la suite, je veux parler des sommes qui nous seront nécessaires pour développer les activités de Syncrude afin d'avoir une production de 200,000 barils par jour; nous envisageons également de construire une autre usine de sables bitumineux et d'intensifier nos investissements dans l'extraction du pétrole in situ, à Wolf Lake, dont nous avons décidé de faire passer la production à 20,000 barils par jour. Nous étudions sérieusement les possibilités que présente la partie du gisement de Terra Nova que nous contrôlons. Quant à Hibernia, c'est un projet de 4 à 5 milliards de dollars dont nous détenons 25 p. 100.

Nous sommes l'une des deux ou trois sociétés qui continuent de forer au large de la côte Est. Nous allons bientôt terminer le forage d'un puits sur une structure appelée «Comeau» sur le plateau continental Scotian, et nous allons nous servir de ce derrick pour forer un autre puits de délimitation, à moitié un puits de reconnaissance, à Ponhook, près du gisement de Cohasset, afin de voir si les réserves de ce gisement justifient tout un projet. Ce sera peut-être un projet fort limité, mais nous allons voir. Toutes ces activités sont associées à des découvertes que nous avons faites récemment.

M. Waddell: Avez-vous déjà envisagé de vendre des actions pour financer un projet particulier, par exemple, l'expansion de l'usine de Wolf Lake ou de Syncrude; dans ce cas-là, vous pourriez créer une société pour vendre vos actions, afin de financer ces projets, au lieu de privatiser la société d'État? Cela pourrait même faire partie de la privatisation?

M. O'Brien: En théorie, ce serait tout à fait possible. En pratique, toutefois, c'est très difficile car un investisseur astucieux va plutôt chercher à répartir ses capitaux dans l'ensemble de vos activités, plutôt que de les concentrer dans les opérations très risquées et très coûteuses. Or, une usine de sables bitumineux est intrinsèquement très risquée et très coûteuse et c'est donc un investissement qui, à lui seul, est beaucoup moins intéressant aux yeux des investisseurs. Ces derniers préfèrent nettement répartir leurs capitaux dans l'ensemble de nos opérations, y compris dans nos activités traditionnelles d'extraction du pétrole et du gaz naturel où, par rapport aux risques, les perspectives de rendement sont nettement plus prometteuses.

La présidente: Vous avez dit tout à l'heure que la société Amoco avait les pires antécédents en ce qui concerne ses investissements au Canada. Or, avant que le Programme énergétique national n'entre en vigueur en

[Texte]

other companies. So I think what really curtailed their reinvestment was the National Energy Program, which came in in the early 1980s.

Mr. Gagnon: To pick up where Mr. Waddell left off, on Hibernia, can you tell us what the current status of Hibernia is?

Mr. Hopper: Two months ago the Government of Canada and the Government of Newfoundland put together a fiscal package that included a tax regime, a loan, and so forth. That was delivered to the consortium in which Mobil Oil is the operator. We have been looking at that proposal up to this time.

• 1610

The tax reform package that came out last week has changed that proposal. What they were proposing in that has been superseded by the tax reform package and some of the elements no longer apply. As a consequence, it is not the same kind of proposal as they had before.

There is a meeting of the consortium in early July. I suspect that they will go back to the government and say: this was the proposal; now it has been changed by these tax reform packages; why do you not redo it and resubmit it to us?

I suspect that the governments will do that and we will take a look at it again to see if it measures up to what the various companies require by way of investment incentives to go ahead.

Mr. Gagnon: What timetable does the consortium have now?

Mr. Hopper: We do not really have a timetable. We have completed all the preliminary engineering and environmental studies, and we are basically, from a technical point of view, ready to start to put out to bid the detailed engineering. What we are lacking is an agreed-upon fiscal package that would give us the incentive to proceed.

Mr. Gagnon: I understand the gravity-based structure is a very expensive system. Inasmuch as we have seen the price instability in the last year and a half, is there any move to go off the gravity-based structure to something smaller so as to start a cashflow sooner, an incremental development?

Mr. Hopper: One hesitates to talk in that way in St. John's. The Newfoundland government is pretty dedicated to a gravity-based structure. We, as you know, are talking about a floating mode in Terra Nova, because the resource is a good deal smaller and we think the floating mode technology is the only thing we can put there that makes any economic sense.

[Traduction]

1980-1981, cette société a investi 115 p. 100 et même 118 p. 100 de sa marge brute d'autofinancement, soit à peu près la même chose que les autres sociétés. Je suis donc convaincue que c'est le Programme énergétique national, qui est entré en vigueur au début des années 80, qui a réduit les investissements de cette société au Canada.

M. Gagnon: Permettez-moi de reprendre la discussion là où M. Waddell l'a laissée, à savoir sur Hibernia. Où en est-on?

M. Hopper: Il y a deux mois, le gouvernement canadien et le gouvernement de Terre-Neuve ont mis au point des arrangements fiscaux comprenant un régime fiscal, un prêt, etc. Le document a été soumis au consortium dont Mobil Oil est l'exploitant. Pour notre part, nous n'avons pas fini d'examiner la proposition en question.

Le programme de réforme fiscale qui a été rendu public la semaine dernière a modifié la proposition. Elle a été remplacée par le programme de réforme fiscale car certains de ces éléments ne s'appliquent plus. Par conséquent, elle n'est plus la même qu'avant.

Le consortium doit se réunir au début de juillet. J'ai l'impression que ses représentants vont dire au gouvernement: voilà, c'était notre proposition; maintenant, la réforme fiscale a tout changé. Pourquoi ne reprenez-vous pas le tout pour le reformuler et nous le présenter à nouveau?

J'ai l'impression que c'est ce que les gouvernements vont faire et que nous allons l'examiner à nouveau pour voir si cela correspond à ce que les diverses compagnies recherchent en termes de mesures d'encouragement à l'investissement.

M. Gagnon: Quel est l'échéancier du consortium?

M. Hopper: Nous n'en avons pas vraiment un. Nous avons terminé toutes les études préliminaires d'ingénierie et d'environnement, et du point de vue technique, je dirais que nous sommes prêts à faire un appel d'offres pour les travaux d'ingénierie détaillés. Ce qu'il nous manque, c'est un programme fiscal sur lequel nous nous entendons et qui nous encouragerait à entreprendre les travaux.

M. Gagnon: Je crois savoir que le système des structures gravitationnelles est très coûteux. Compte tenu de l'instabilité des prix depuis un an et demi, avez-vous l'intention d'abandonner ce genre de structure pour adopter quelque chose de plus petit afin d'accélérer la rentrée de fonds, une sorte de développement croissant?

M. Hopper: Nous hésitons à parler de la sorte à Saint-Jean. Le gouvernement de Terre-Neuve est très attaché au principe des structures gravitationnelles. Comme vous le savez, nous envisageons un système flottant pour le gisement de Terra Nova, car ce gisement est d'une superficie beaucoup plus restreinte et nous croyons qu'un système flottant serait le plus économiquement viable.

[Text]

The decision was taken some time ago. When we looked at floating mode, certainly the Government of Newfoundland felt that a gravity-based structure would mean more to Newfoundland by way of developing that system and, after thinking about it a long time, we finally agreed that we would go in that direction. That was a decision taken by the consortium, of which Mobil of course is the operator.

What you are asking is a very legitimate question: is there some other way that requires less capital up front where we could get into production at a lower rate and make some dough?

Mr. Gagnon: Right, and sooner.

Mr. Hopper: I expect there is.

Mr. Gagnon: Do you envision, with the current state of knowledge of the offshore, any other gravity-based structures being built for anything that has been located to date?

Mr. Hopper: Not to my knowledge.

Mr. Gagnon: So essentially what we are thinking about doing is to build the infrastructure to build one gravity-based unit and then fire all the workers and whatever. Is that essentially what we are looking at?

Mr. Hopper: We have not discovered another field where a gravity-based structure would be required or would make economic sense from our point of view.

Mr. Gagnon: What is required to get off the gravity-based structure and go back to whatever is best and to move ahead? We are talking about a field discovered in the 1978-79 period.

Mr. Hopper: Yes.

Mr. Gagnon: We have seen a long lead-time and we have not seen any oil out of it.

Mr. Hopper: I think fundamentally the reasons for that is that we spent some time doing delineation drilling, which was expensive; and by the time that perhaps we could look seriously upon going ahead we went into a crude oil price slump, which has taken a lot of the joy out of that project; and it is a difficult project.

Mr. Gagnon: I am sure that we can find some analogies in the North Sea which were found and developed within half the time and making oil.

Mr. Hopper: I am not sure if I am being unfair to the Government of Newfoundland, but they are certainly wedded to the gravity-based structure and to bringing that on at a rate of in excess of 200,000 barrels a day to start with. We have certainly thought in the past about lower cost production systems that would not produce much initially but that would generate cash.

[Translation]

La décision a été prise il y a quelques temps. Lorsque nous avons envisagé la possibilité d'adopter un système flottant, le gouvernement de Terre-Neuve nous a fait savoir qu'à son avis une structure gravitationnelle serait préférable car elle permettrait de mieux développer ce système. Après y avoir réfléchi longuement, nous avons finalement décidé d'accepter cette recommandation. La décision a été prise par le consortium qui est évidemment dirigé par Mobil.

Votre question est tout à fait justifiée. Vous voulez savoir s'il n'y aurait pas un autre système qui nécessiterait moins d'argent au départ et où la production serait moins coûteuse nous permettant ainsi de faire des profits.

M. Gagnon: Oui, et plus rapidement.

M. Hopper: Je dirais que oui, sans doute.

M. Gagnon: Compte tenu des connaissances actuelles au niveau du forage extra-côtier, croyez-vous que d'autres structures gravitationnelles seront construites pour les nouveaux gisements repérés jusqu'ici?

M. Hopper: Pas à ma connaissance.

M. Gagnon: En d'autres termes, il est essentiellement question pour cette infrastructure de ne construire qu'une seule unité gravitationnelle et de renvoyer tous les travailleurs. C'est bien, en gros, ce que vous envisagez de faire, n'est-ce pas?

M. Hopper: Nous n'avons découvert aucun autre gisement qui nécessiterait la construction d'une structure gravitationnelle, ou pour lequel celle-ci nous paraîtrait logique du point de vue économique.

M. Gagnon: Que vous faudrait-il pour abandonner les structures gravitationnelles, pour revenir au système le plus avantageux et aller de l'avant? Il s'agit d'un gisement qui a été découvert vers 1978-1979.

M. Hopper: En effet.

M. Gagnon: Le délai de mise en production a déjà été long et nous n'avons toujours pas vu une goutte de pétrole.

M. Hopper: Je crois que fondamentalement, cela tient au fait que nous avons consacré beaucoup de temps au forage de délimitation, qui est très coûteux. Et au moment où nous pouvions sérieusement envisager d'entreprendre les travaux, le prix du pétrole brut a chuté, ce qui a considérablement diminué notre enthousiasme pour ce projet; et c'est un projet difficile.

M. Gagnon: Je suis persuadé qu'il existe des exemples de gisement dans la mer du Nord qui ont été exploités en la moitié moins de temps et où il y a du pétrole.

M. Hopper: Je ne sais pas si j'ai raison de dire cela du gouvernement de Terre-Neuve, mais j'ai l'impression qu'il est très attaché aux structures gravitationnelles et à l'idée de les exploiter dès le départ à un rythme de plus de 200,000 barils par jour. Par le passé, nous avons réfléchi à la possibilité d'adopter des systèmes de production moins coûteux, qui ne produiraient pas autant au départ,

[Texte]

[Traduction]

mais qui nous permettraient néanmoins de réaliser des profits.

• 1615

Mr. Gagnon: How many gravity-based structures would be required for a Hibernia?

Mr. Hopper: Just one.

Mr. Gagnon: How many floating structure systems?

Mr. Hopper: Probably two, three, or four.

Mr. Gagnon: So if you went to a floating system, you could have some sort a manufacturing with a longer lead time, where you build one unit, get it out, get it producing, and build another one on a production line. There might then be some continuity for the workers.

Mr. Hopper: Yes. I am not sure if you would build them these days. You might go and buy a semi and convert it.

Mr. Gagnon: If I could change the subject, did you receive a letter from the Minister of Energy concerning "a more equitable representation of francophones among employees"?

Mr. Hopper: I am not sure I received a letter, but I know that is his policy.

Mr. Gagnon: Have you got any comments on this policy? Have you instituted anything?

Mr. Hopper: I have talked with Mr. Masse at length about that. We are not in disagreement on the policy. It is just that it is very hard to implement it when your head office is in Calgary. We have over a number of years recruited graduate students from French universities or francophone students from McGill, Montreal, and Quebec City. Some of them have stayed with us, but many of them have gone home simply because they feel more comfortable back in their home province.

It is very difficult to find francophones anywhere in Canada, still less in western Canada, who have the experience and the skills, particularly in upper management, that we require. If they were available to us, we would be happy to try to balance the representation, but it is very hard to find the experienced people we require.

This is less the case in the refining and marketing side, where we have a higher francophone representation.

Mr. Gagnon: Do you feel that a linguistic ability helps a person find a barrel of oil?

Mr. Hopper: I have never really thought about it.

Mr. Gagnon: Combien de structures gravitationnelles vous faudrait-il pour un projet comme Hibernia?

M. Hopper: Une seule.

Mr. Gagnon: Et combien de systèmes à structure flottante?

M. Hopper: Probablement deux, trois ou quatre.

Mr. Gagnon: En d'autres termes, si vous adoptiez un système à structure flottante, vous pourriez avoir un délai de production plus long, qui vous permettrait de construire une unité, la mettre en service, la faire produire, et construire une autre unité sur une chaîne de production. Ainsi, il y aurait une certaine continuité pour les travailleurs.

Mr. Hopper: Oui. Je ne sais pas si on les construirait de nos jours. On pourrait plutôt acheter une barge semi-submersible et la convertir.

Mr. Gagnon: Passons à autre chose. Avez-vous reçu une lettre du ministre de l'Énergie au sujet d'une «représentation plus équitable des francophones parmi vos employés»?

Mr. Hopper: Je ne suis pas sûr d'avoir reçu une lettre, mais je sais que c'est la politique du ministre.

Mr. Gagnon: Que pensez-vous de cette politique? Avez-vous entrepris des mesures quelconques pour vous y conformer?

Mr. Hopper: J'en ai discuté longuement avec M. Masse, et nous nous entendons au sujet de cette politique. Le problème est qu'il est très difficile de la mettre en vigueur lorsque le siège social de la compagnie est à Calgary. Au fil des années, nous avons recruté des étudiants diplômés d'universités francophones, ou des étudiants francophones de McGill, de Montréal et de Québec. Certains d'entre eux sont restés avec la compagnie, mais beaucoup d'autres sont rentrés chez eux tout simplement parce qu'ils se sentent plus à l'aise dans leur province d'origine.

Il est très difficile de trouver au Canada, et encore moins dans les provinces de l'Ouest, des francophones possédant l'expérience et les compétences qu'il nous faut, particulièrement pour les postes de cadres. Si les candidats étaient à notre disposition, nous nous ferions un plaisir d'augmenter la représentation des francophones, mais il est très difficile de trouver les gens d'expérience qu'il nous faut.

Le problème n'est pas aussi grave pour le raffinage et la commercialisation, où les francophones sont plus nombreux.

Mr. Gagnon: Croyez-vous que les compétences linguistiques puissent faciliter la découverte d'un baril de pétrole?

Mr. Hopper: Je n'y ai jamais vraiment réfléchi.

[Text]

The Chairman: I think I agree with Mr. Gagnon that competence comes first when you are out there to find oil.

I would just like to follow up on the Hibernia and the fiscal package that you were looking for, Mr. Hopper. Are you privileged to tell us? Has it got to do with loan guarantees or up-front money from the feds?

Mr. Hopper: What we are looking for is a rate of return that will reflect the very substantial risk that the partners and ourselves will be taking in a Hibernia development.

The Chairman: But at \$20 U.S. a barrel today, it is not economical.

Mr. Hopper: That is right. Clearly, we are doing our economics on a forecast.

The Chairman: If you are looking for a rate of return, are you suggesting that the government buy the oil at a certain price and broker it?

Mr. Hopper: No, that has never been part of our negotiation.

Mr. O'Brien: As you are aware, the government has in its tax reform package indicated that, if it is to deal with major medical projects, they would prefer to do so not through the tax system but through outside assistance. In this area there are not that many choices. You can run the gamut: you can start with giving grants to the project. You can give loans that may have various degrees of softness, in terms of how quickly they have to be repaid. You can give preferential interest rates. Beyond that, you get into questions such as somehow guaranteeing a price for the output.

• 1620

We understand that the government is re-looking at all that. Mr. Masse has said that they are looking at specific packages for megaprojects. The ones we had looked at before had some of the elements I described, but not price guarantees, which are felt to be inconsistent with a deregulated environment, but what form they will choose in terms of the revised Hibernia fiscal package, we are not really sure.

Mr. Porter: Welcome, gentlemen. I get to move to another area of the downstream side. On page 6 you mention:

In the downstream I am encouraged by trends toward price stability in some areas of the country.

I guess we have that. When purchasing gas both here and in Alberta, I am paying about the same price right now,

[Translation]

La présidente: Je suis d'accord avec M. Gagnon: la compétence est le premier critère qui compte lorsqu'on cherche du pétrole.

Monsieur Hopper, j'aimerais revenir à la question d'Hibernia et au programme de réforme fiscale que vous recherchiez. Êtes-vous en mesure de nous en parler? Est-ce que le problème découle des garanties de prêt ou du montant initial que vous recevez du gouvernement fédéral?

M. Hopper: Ce que nous recherchons, c'est un taux de rendement qui reflètera l'énorme risque que nos partenaires et nous-mêmes prenons avec un projet comme Hibernia.

La présidente: Mais à 20\$ U.S. du baril, ce n'est pas économique.

M. Hopper: En effet. Il est évident que nous faisons nos calculs en fonction de prévisions.

La présidente: Si vous recherchez un taux de rendement particulier, proposez-vous que le gouvernement achète le pétrole à un certain prix et qu'il fasse office de courtier?

M. Hopper: Non, cela n'a jamais été inclus dans nos négociations.

M. O'Brien: Comme vous le savez, dans son programme de réforme fiscale, le gouvernement a fait savoir qu'en ce qui concerne les grands projets médicaux, il préférerait les subventionner non pas par le système fiscal, mais par des programmes d'aide de l'extérieur. Dans ce domaine-ci, les choix ne sont pas aussi nombreux. Il y a des options: on peut commencer par accorder des subventions au projet. On peut accorder des prêts dont les modalités de remboursement sont plus ou moins souples. On peut aussi accorder des taux d'intérêt préférentiels. À part cela, d'autres questions interviennent, comme celle de trouver un moyen de garantir un certain prix pour la production.

Il semble que le gouvernement est en train de réexaminer toute cette question. M. Masse a indiqué que le gouvernement examinait des programmes particuliers pour les mégaprojets. Ceux que nous avions examinés auparavant comportaient certains des éléments que j'ai décrits, mais pas les garanties de prix, que l'on jugeait contraires à l'esprit de la déréglementation; cependant, nous ne sommes pas certains du genre de programme fiscal révisé qui sera adopté pour Hibernia.

M. Porter: Messieurs, je vous souhaite la bienvenue. Je vais réorienter la discussion vers un autre aspect des activités d'aval. A la page 6 de votre mémoire, vous dites:

Quant aux activités d'aval, je me réjouis de la tendance à la stabilisation des prix dans certaines régions du pays.

Je suppose que c'est vrai. Effectivement lorsque j'achète de l'essence ici ou en Alberta, je paye sensiblement la

[Texte]

so I guess we have stabilized it somewhat across the country.

You are in the retail business right across the country and I believe you have somewhere in the area of 1,500 gas stations in western Canada. I assume a number of them were acquisitions that were taken over when you purchased Gulf. I think you have indicated that you plan to make the most of our asset base by building on our strong customer loyalty. Are you operating all those stations under the Petro-Can logo now? I understand there are some in Calgary that are being operated under various other names. Is that right?

Mr. Hopper: We operate most of them under the Petro-Canada logo. There are just two exceptions to that. Some of the stations have not yet been converted from the Gulf signage, and they will be converted by the end of this year.

There are a few stations in Calgary and Edmonton which I think we operate under an alternate brand. I think we have a station in Edmonton called Rebel; that does a booming business. We have a few other names like that.

That is a policy we have like the other majors have. Occasionally, you get into an area where there are a number of independents that are very competitive and we think it may be easier for us and more advantageous for us to have a station with an alternative brand, not a Petro-Can brand competing with those independents. I do not know how many stations that would be.

Mr. O'Brien: If I may say, a number of the predecessor companies we acquired have this practice in areas where that appeared to be the consumer preference. One particular example was BP, which had a strong alternate brand network. So in some areas where that is the preference of the consumer, it has been the practice of companies to deal in alternate brands.

Mr. Porter: Is it primarily in Alberta?

Mr. O'Brien: No, it is not primarily in Alberta. I think it probably really grew up in Ontario as a practice. As I said, BP was the one company that we acquired. They did not operate in western Canada, but there are some in Alberta as well.

Mr. Hopper: In fact, I am sure there are more in Ontario by far than we have in Alberta.

Mr. Porter: Do you feel that Rebel in Edmonton would boom under a Petro-Can logo as well?

Mr. O'Brien: You know, I think the question is really the segment of the market and the neighbourhood in which you are operating. It is really targeted to that. The other oil companies use the same considerations. As for

[Traduction]

même chose, alors je dirais que les prix ont été stabilisés à la grandeur du pays.

Vous faites de la vente au détail d'un bout à l'autre du pays, je crois que vous avez quelque 1,500 stations d'essence dans l'ouest du Canada. Je présume que vous avez obtenu certaines d'entre elles à la suite de votre acquisition de Gulf. Si je ne m'abuse, vous aviez indiqué que vous comptiez tirer le maximum de votre actif en misant sur la fidélité de votre clientèle. Est-ce que toutes ces stations portent maintenant la bannière de Petro-Canada? On me dit que certaines d'entre elles à Calgary existent sous divers autres noms. Est-ce bien le cas?

M. Hopper: La plupart d'entre elles portent la bannière de Petro-Canada. Il n'y a que deux exceptions. Certaines des stations Gulf n'ont pas encore été converties, mais elles doivent l'être d'ici la fin de l'année.

Quelques stations à Calgary et à Edmonton fonctionnent sous le nom d'une autre compagnie. Je crois qu'il y en a une à Edmonton qui s'appelle «Rebel» qui fait des affaires d'or. Il y a aussi quelques autres noms de ce genre.

Cette politique est semblable à celle des autres grandes compagnies. À l'occasion, nous tombons sur une région où il y a divers indépendants qui se font une forte concurrence et où nous trouvons plus facile et plus avantageux d'ouvrir une station sous un autre nom, non pas celui de Petro-Canada, pour ne pas faire la concurrence aux indépendants. Je ne sais pas combien de stations cela représente.

M. O'Brien: Permettez-moi d'intervenir. Un certain nombre des compagnies que nous avons acquises ont cette même pratique pour les régions où les consommateurs semblaient préférer faire affaire avec des indépendants. Prenons l'exemple de la compagnie «BP» qui avait un important réseau de stations fonctionnant sous un autre nom. Donc, dans les régions où le consommateur le préfère, les compagnies opèrent sous d'autres noms.

M. Porter: Est-ce que cela se passe essentiellement en Alberta?

M. O'Brien: Non. Je crois que cette pratique a vu le jour en Ontario. Comme je l'ai dit tout à l'heure, «BP» est la compagnie que nous avons achetée. Elle n'existait pas dans l'ouest du pays, mais il y a maintenant quelques stations en Alberta aussi.

M. Hopper: En fait, je suis persuadé qu'il y en a beaucoup plus en Ontario qu'en Alberta.

M. Porter: Croyez-vous que la station «Rebel» à Edmonton serait aussi rentable si elle affichait la bannière Petro-Canada?

M. O'Brien: Vous savez, je crois que tout dépend vraiment de la portion du marché, du quartier où la station se trouve. Tout est axé là-dessus. Les autres compagnies pétrolières se servent des mêmes critères. En

[Text]

Petro-Canada, our market share is doing quite well in all parts of the country.

Mr. Porter: Were the operators of the service stations that had been acquired given the opportunity to remain in operation as individuals?

Mr. Hopper: Well, that would depend on just who owned the station. We have several.

Mr. Porter: I am thinking primarily of Gulf, because I did get a lot of inquiries from station operators within my riding who were very concerned at that time, and I do not know whether others were. I just wondered if it was a policy or not that those existing operators were given an opportunity to remain in business.

Mr. Hopper: If we own the station and we have a lessee operating it for us, we clearly would be in a position to say this is our policy about how we use these assets. A lot of our stations we do not own. We simply supply the product and the signs. In that case, when the contract is renewed, and it is renewed quite frequently, the individual owner of the station could choose to go to another brand if he wished to.

• 1625

I might say there was some concern from Gulf dealers when the acquisition was first made. My understanding is—and I am sure this is so, with some possible exceptions—that most of those Gulf dealers are quite happy under the Petro-Canada brand when they changed over. We have several still in Calgary that have not changed and are very anxious to get changed as quickly as possible. Unfortunately, one of the things in doing this is it takes time to change and make the decision of what stations you are going to keep.

The Gulf stations are really not getting much support out there now, because their advertising, of course, is for Petro-Canada, and you have a Gulf station, that is kind of an orphan. In those cases we are moving as quickly as we can to convert them to Petro-Canada stations.

Mr. Porter: Just on the pricing issue, and I guess we have seen that changed somewhat, and I alluded to it right at the beginning of my remarks, the price is pretty much the same. I do not know whether it is the same right across the country, but we have noticed over the last several years a narrowing in the gap between the retail price of fuel in western and eastern Canada, and I have heard comments and reasons from other groups and companies involved. I wonder if you would care to express your views on that as to why in Alberta we are paying in some cases probably less than 1¢ a litre difference now than we are in the province of Ontario.

Mr. Hopper: That has just happened recently as a result of the Alberta tax increase on gasolines.

[Translation]

ce qui concerne le marché de Petro-Canada, nous faisons de bonnes affaires partout au Canada.

M. Porter: Est-ce que ceux qui exploitaient les stations de service que vous avez achetées ont eu le choix de préserver leur indépendance?

M. Hopper: Tout dépend du propriétaire de la station. Ils étaient plusieurs.

M. Porter: Je pense surtout à Gulf car plusieurs exploitants de stations de service dans ma circonscription m'ont appelé pour exprimer leurs graves inquiétudes, et je ne sais pas si les exploitants de d'autres compagnies étaient dans la même situation. Je voulais seulement savoir si vous aviez pour politique de donner le choix à ces entrepreneurs de rester en affaires.

M. Hopper: Si la station nous appartient et qu'un locataire l'exploite pour nous, nous sommes évidemment en mesure de décider comment exploiter nos actifs. Beaucoup de nos stations ne nous appartiennent pas. Nous nous contentons de fournir le produit et les enseignes. À ce moment-là, au moment du renouvellement du contrat, chose qui arrive très souvent, le propriétaire de la station peut passer à une autre marque, s'il le désire.

Je dois dire qu'au moment de l'acquisition de Gulf, certains des concessionnaires ont exprimé leur inquiétude. À ma connaissance—et j'en suis persuadé, sauf pour quelques exceptions—la plupart des concessionnaires Gulf sont maintenant très heureux d'afficher le nom de Petro-Canada. Il y en a encore plusieurs à Calgary qui n'ont pas changé de nom et qui veulent le faire le plus tôt possible. Malheureusement, un des problèmes est qu'il faut beaucoup de temps pour faire la conversion et pour décider quelles stations vont être conservées.

En ce moment, les stations d'essence Gulf ne font pas de très bonnes affaires car la publicité est au nom de Petro-Canada. En d'autres termes, les stations Gulf deviennent des espèces d'orphelines. C'est pourquoi nous faisons le nécessaire pour les convertir le plus rapidement possible en des stations Petro-Canada.

M. Porter: La situation au niveau des prix a changé quelque peu, les prix devenant sensiblement les mêmes. Je l'ai d'ailleurs mentionné dans mes remarques du début. Je ne sais pas si le prix est le même d'un bout à l'autre du pays, mais depuis plusieurs années, nous avons noté une diminution de l'écart entre l'ouest et l'est du pays pour ce qui est du prix de l'essence. Divers groupes et compagnies nous ont d'ailleurs donné des explications à ce sujet. Pourriez-vous nous expliquer pourquoi, à votre avis, le prix de l'essence varie dans certains cas de moins d'un cent le litre entre l'Alberta et l'Ontario?

M. Hopper: Cela s'est produit tout dernièrement à cause de l'augmentation de la taxe sur l'essence imposée en Alberta.

[Texte]

Generally speaking, in recent times our margins in western Canada are in fact suffering. They happen to be lower than some of our margins elsewhere. Competitive conditions across the country will of course vary. We have a very competitive market in Toronto. We also have very high throughputs in gas stations in Toronto.

Something that is not generally appreciated is that much of the cost of retailing gasoline on the cost per unit is how much gas you put through a station. For instance, the average throughput for a gas station in the United States is about 40% higher than the average gas station in Canada. That means that most of your costs are fixed. Your capital charge, your real estate, your labour are fairly fixed in a gas station. If you put 40% less product through, the unit cost is going to go up.

Toronto has very high-volume stations, and as a consequence their unit costs can be much lower than elsewhere in the country. In outlying areas of this country, where volume throughputs per station are quite low, those costs are spread over, and consequently that pushes the price up.

Mr. Porter: Was that not always the case, though? Even a number of years ago there would always be higher-volume areas. But there seems to be a shift towards the term "price stability" now which we did not have before.

Mr. Hopper: I know we said this in here. If you take a look at Ontario at any one time, I think you will find a substantial difference between London and Toronto and North Bay and Timmins, and so forth. We hope for some stability, because Toronto and other very competitive places it is a nightmare to do business. But the recent increase in Alberta everybody knows is fundamentally a tax increase.

The Chairman: You mentioned that your margin was relatively low in Alberta, Mr. Hopper. Is that because we perhaps have too many service stations?

Mr. Hopper: In this country we have too many service stations in general. It is difficult, particularly for Petro-Canada, because we go into a small town where we have a service station run by an individual. It may be just a service station, or he may have a small garage. We cannot make any money there, and if we want to close it down we get all kinds of letters from everybody in the town, including the MP, saying please keep this open. And keeping it open just means a higher cost of gasoline. We just have too many stations. The difference between the United States and Canada is dramatic in this sense.

• 1630

The Chairman: That is obviously why their volume is way up and their unit price is down. Mr. Weber wrote four letters to the major refineries warning them to close

[Traduction]

De façon générale, je dois dire que dernièrement, les marges de profit dans l'ouest du pays sont à la baisse. En fait, elles sont même parfois inférieures à celles d'autres régions. Il va sans dire que la situation peut varier au niveau de la concurrence d'un bout à l'autre du pays. À Toronto, le marché est très compétitif et les stations d'essence de cette ville ont une capacité très élevée.

Une chose qu'on ne semble pas comprendre en général est qu'une bonne partie du coût de la vente d'essence à l'unité dépend de la capacité de vente de chaque station. Par exemple, le débit moyen d'une station d'essence aux États-Unis est d'environ 40 p. 100 supérieur à la station d'essence moyenne au Canada. Cela signifie que la plupart des coûts sont fixes. Ainsi, les intérêts et le remboursement des emprunts, les frais immobiliers et les frais de main-d'œuvre d'une station d'essence sont généralement fixes. Si l'on vend 40 p. 100 de moins que le total, le coût à l'unité va augmenter.

Les stations de Toronto ont un débit très élevé et par conséquent, leurs coûts à l'unité vont être de loin inférieurs à d'autres régions du pays. Dans les régions éloignées, où la capacité de vente de chaque station est très faible, ces coûts sont répartis sur toute la ligne, ce qui augmente les prix.

M. Porter: Mais cela n'a-t-il pas été le cas? Même il y a quelques années, certaines régions avaient un volume de ventes plus élevé. Cependant, la tendance semble aujourd'hui être vers la «stabilité des prix», chose qui n'existait pas auparavant.

M. Hopper: Je sais que nous en avons parlé ici. Si vous prenez la situation en Ontario à n'importe quel moment, vous noterez une différence marquée entre London, Toronto, North Bay, Timmins, etc. Nous recherchons une mesure de stabilité, car à Toronto et d'autres villes de ce genre, la concurrence devient cauchemardesque. Mais tout le monde sait que la récente augmentation en Alberta est essentiellement une augmentation des taxes.

La présidente: Monsieur Hopper, vous avez déclaré que votre marge était plutôt faible en Alberta. Est-ce que ce serait à cause du trop grand nombre de stations-service?

M. Hopper: Nous avons trop de stations-service au Canada en général. Cela pose des problèmes, particulièrement dans le cas de Petro-Canada, car il arrive souvent dans les petites villes qu'une station-service soit exploitée par un indépendant. Il peut s'agir d'une simple station-service, ou d'un petit garage. Nous ne pouvons pas faire d'argent dans ces endroits, et si nous décidons de fermer la station, nous recevons des tonnes de lettres de tous les résidents de la ville, y compris le député, nous demandant de la maintenir en service. Mais pour le faire, il faut augmenter le prix de l'essence. Nous avons beaucoup trop de stations. Dans ce sens, la différence entre les États-Unis et le Canada est incroyable.

La présidente: C'est bien sûr la raison pour laquelle leur volume est si élevé et leur prix unitaire si bas. M. Weber a écrit quatre lettres aux raffineries les plus

[Text]

the gap between their prices and the west Texas price. Mr. Weber has been very vocal in saying western producers are not receiving fair market value for their crude. Would you comment in regard to whether you are paying the producers fair market value?

Mr. Hopper: I will let Mr. O'Brien speak to it. I am kind of tired of speaking to it. But I will just say we are asked to market a lot of crude in western Canada by individual companies, independent companies, including the APMC, who want to give us crude to market. They are free to market their own crude. They do not have to sell to us. They can sell it to... PanCanadian wants to go south of the border and they have lots of salesmen; they can go and market their own crude any time they want. Why they come to ask us if they think the price is so low is difficult to understand. But—

The Chairman: Well, I think he went to Shell, Imperial, Petro-Canada and Texaco—it is what he said—

Mr. Hopper: Right.

The Chairman: —and he felt you were almost 50¢ to a \$1 below the fair market value for a barrel of crude.

Mr. Hopper: No. We do not believe his number is the fair market value for crude, obviously, the way we calculate the price.

Do you want to dive into that can of worms, Mr. O'Brien?

Mr. O'Brien: As Mr. Hopper said, after that letter there were discussions with the Alberta Petroleum Marketing Commission, which is really the Alberta government's expert in the area. On the basis that actions speak louder than words, they sell to us at that price, recognizing it to be a reasonable price; otherwise they would sell directly to the United States.

Mr. MacLellan: Mr. Hopper, you mentioned that the recent white paper changed the water in the beans, as far as negotiations on Hibernia are concerned, and there is now a difference and there has to be a certain reworking of the fiscal arrangement.

What you are saying, just to be clear, I guess, is that before the white paper there was more financial reason to go ahead than there is now. Is that correct... after the white paper?

Mr. Hopper: I am really saying that the package we had delivered to us from government had elements of incentive in the tax regime and the loan package. I am saying the elements in the tax regime are not quite the

[Translation]

importantes pour les avertir de combler l'écart entre leurs prix et le prix du Texas Ouest. Il a proclamé bien haut que les producteurs de l'Ouest ne recevaient pas la juste valeur du marché pour leur pétrole brut. Avez-vous quelque chose à dire à ce sujet, êtes-vous d'avis que vous versez aux producteurs la juste valeur du marché?

M. Hopper: Je vais laisser M. O'Brien répondre à cette question. Je suis fatigué d'en parler. Toutefois, je vous répondrai simplement que les sociétés individuellement nous demandent de commercialiser beaucoup de pétrole brut dans l'ouest du Canada, des sociétés indépendantes comme APMC, qui veulent nous remettre du pétrole brut pour le commercialiser. Elles sont libres de commercialiser leur propre pétrole brut. Elles n'ont pas à nous le vendre. Elles peuvent le vendre à... PanCanadian veut les vendre au sud de la frontière, elle a beaucoup de vendeurs, elle peut donc le faire et commercialiser à n'importe quel moment son propre pétrole brut. Pourquoi ces sociétés nous demandent-elles si à notre avis le prix est trop bas, il m'est difficile de le comprendre. Toutefois...

La présidente: Je crois que la société s'est adressée à Shell, Imperial, Petro-Canada et Texaco—c'est ce qu'on nous a dit...

M. Hopper: C'est exact.

La présidente: ... et elle était d'avis que votre prix était de 50¢ à 1\$ inférieur à la juste valeur du marché pour un baril de pétrole brut.

M. Hopper: Non. Nous ne croyons pas que le chiffre qu'il a cité soit la juste valeur du marché pour le pétrole brut, bien sûr, pas de la façon dont nous calculons le prix.

Monsieur O'Brien, voulez-vous vous lancer et essayer de répondre à cette question difficile?

M. O'Brien: Comme l'a dit M. Hopper, après que la lettre fut envoyée, on a discuté avec l'Office de commercialisation du pétrole de l'Alberta, en réalité, l'expert du gouvernement de l'Alberta en cette matière. Se fondant sur le fait que les actions sont plus éloquentes que les mots, ils nous vendent à ce prix, tout en reconnaissant qu'il s'agit d'un prix raisonnable, autrement ils vendraient directement aux États-Unis.

M. MacLellan: Monsieur Hopper, vous avez déclaré que le récent Livre blanc avait quelque peu changé les choses, pour ce qui est des négociations avec Hibernia, la situation est donc maintenant différente et il faudrait remanier quelque peu les dispositions fiscales.

Pour bien comprendre, vous déclarez, je crois, qu'avant le dépôt du Livre blanc il y avait davantage d'incitations financières d'aller de l'avant qu'il n'y en a maintenant. C'est bien cela... après le Livre blanc?

M. Hopper: Ce que je dis, en réalité, c'est que l'ensemble de mesures que le gouvernement a publiées comprend des éléments d'encouragement dans le régime fiscal et les mesures de prêt. Je prétends que les éléments

[Texte]

same as they were when we first received it. Maybe Mr. O'Brien could speak to the specifics of it.

Mr. O'Brien: In most areas of the oil and gas business, I think the view is that the tax reform package has been favourable, in the sense that there are lower marginal tax rates and the basic exploration and productive incentives remained intact. So in the conventional area, things look good.

The only area where there are changes that might adversely affect a project, and I think that was recognized in the white paper, was in the case of a megaproject. The reason is that there is a very long lead time from first expenditure to first production. I think the *The Financial Post*, commenting on the tax reform, said the impact of tax reform in this particular area is that they have now created a requirement that, before you can take capital cost allowance or write-offs on equipment, it must be put to use.

Now, that is not unreasonable as a general proposition. Unfortunately, in the case of a long lead time megaproject, the time from when you spend the money until you put it to use can be extremely long. The result is that you cannot take the tax write-offs until it is actually in use. In other words, the Hibernia gravity platform to which Mr. Gagnon made reference takes a long time to build before it goes into use.

So to that extent, the government has indicated it is going to have to find some mechanism outside the tax system to compensate, and that is what we are waiting for in terms of a revised fiscal package.

Mr. MacLellan: Just that one issue.

Mr. O'Brien: That is the principal issue. As you know, there were moderate changes in the rates of capital cost allowance as well—

Mr. MacLellan: Yes. Those were the ones I was referring to.

Mr. O'Brien: So those two combined would be the major ones we have identified at this stage in our examination.

• 1635

Mr. MacLellan: Mr. O'Brien, back to this placement, how much would that contract be worth to Reed Stenhouse; the placement of the insurance you would require?

Mr. O'Brien: Mr. MacLellan, I honestly could not tell you that off the top of my head.

Mr. MacLellan: Did you negotiate with Reed Stenhouse yourself?

Mr. O'Brien: No, someone who is responsible to me negotiated. The way they work, of course, is on placement cost. In many cases we do not actually pay them; they get paid from the other side. But it is significant, because our

[Traduction]

du régime fiscal ne sont pas tout à fait les mêmes que ceux que nous avons reçus au départ. M. O'Brien pourrait peut-être vous l'expliquer.

M. O'Brien: Dans la plupart des secteurs pétroliers et gaziers, on est d'avis que la réforme fiscale était bonne, dans ce sens que les taux d'imposition marginaux sont plus bas et que les stimulants à l'exploration de base et à la production sont demeurés intacts. Par conséquent, sur le plan conventionnel, la situation est de bonne augure.

Le seul domaine où on apportera des changements qui pourraient être défavorables à un projet, et je crois qu'on l'a reconnu dans le Livre blanc, c'est dans le cas d'un mégaprojet. La raison en est que le délai de démarrage est très long depuis la première dépense à la première production. Le commentaire du *Financial Post* sur la réforme fiscale signalait que cette réforme aura pour effet dans ce domaine en particulier de créer une exigence, avant d'avoir droit à la déduction pour amortissement ou annulation sur l'équipement, il faut l'avoir utilisée.

Ce n'est pas déraisonnable comme proposition générale. Malheureusement, lorsque le délai de démarrage de mégaprojets est long, à partir du moment où on dépense de l'argent jusqu'au moment où l'équipement est utilisé, cette période est extrêmement longue. Il en résulte qu'on ne peut invoquer la déduction pour amortissement avant que l'équipement ait vraiment servi. Autrement dit, il faut beaucoup de temps pour construire la plate-forme gravimétrique d'Hibernia à laquelle M. Gagnon a fait allusion, avant de pouvoir l'utiliser.

Par conséquent, le gouvernement a donc signalé qu'il lui faudra trouver un mécanisme à l'extérieur du régime fiscal pour compenser, et c'est ce que nous attendons, un ensemble de mesures fiscales révisées.

M. MacLellan: Sur cette question seulement.

M. O'Brien: Il s'agit de la question principale. Vous le savez, on a modifié modérément les taux de déduction pour amortissement de même que...

M. MacLellan: Oui. C'est à cela que je faisais allusion.

M. O'Brien: Par conséquent les deux ensemble représentent les deux questions les plus importantes que nous avons identifiées à ce moment-ci.

M. MacLellan: Monsieur O'Brien, revenons à cet investissement, combien ce contrat vaut-il pour Reed Stenhouse, l'investissement de l'assurance dont vous auriez besoin?

M. O'Brien: Monsieur MacLellan, je ne saurais honnêtement vous répondre sans vérifier.

M. MacLellan: Avez-vous vous-même négocié avec Reed Stenhouse?

M. O'Brien: Non, quelqu'un qui relève de moi l'a fait. Ils fonctionnent évidemment sur le principe des coûts d'investissement. Dans bien des cas, nous ne les payons pas vraiment; ils sont payés par l'autre partie. Il s'agit

[Text]

whole insurance program is significant, we being a large corporation. So certainly it is something that would be an attractive account.

Mr. MacLellan: Did Petro-Canada deal with Mr. Stratton, do you know?

Mr. O'Brien: As I say, I did not personally handle the negotiation, our vice-president of finance, who reports to me, did, so I could not identify that name. But if you say he was the one who was responsible and received the credit, I am sure he must have had something to do with it.

Mr. MacLellan: Thank you, Mr. O'Brien. That is very kind of you.

Did you see the bids that were submitted?

Mr. O'Brien: Yes, there were a variety of bids that we spent some time working over, and I saw them all.

Mr. MacLellan: On research and development again, I received a letter, Mr. Hopper, and the writer of the letter says:

You should be aware that the operating staff of Petro-Canada recently chose to totally destroy all research and development efforts in resource and offshore development, as well as other functions vital to this country, such as the engineer-in-training program.

Would you agree with that statement?

Mr. Hopper: No. I think the author of the letter was somebody who was laid off, Mr. MacLellan. He is fairly unhappy, I guess, that he got laid off; and I do not blame him. But that comment is irresponsible.

Mr. MacLellan: So you still have a research and development program.

Mr. Hopper: Certainly.

Mr. MacLellan: He went on to say:

In contrast, the other major oil companies have ongoing research and development programs and laboratories in Canada, while Petro-Canada is brutally destroying eight years of dedicated work by scientists and engineers and millions of dollars worth of equipment and major facilities in Calgary.

So you would not agree with that either.

Mr. Hopper: It is grossly overstated. There is no doubt we have cut back in research and development.

Mr. MacLellan: What percentage would you say you have cut back in research and development?

Mr. Hopper: One of the problems you get into here is what you call research and development versus technical assistance to the ongoing business. A lot of the work we did in our Calgary lab was really technical assistance on

[Translation]

d'une somme importante, à la mesure de notre assurance générale; nous sommes une grosse société. Il s'agit donc bien sûr d'un client intéressant.

M. MacLellan: Savez-vous si Petro-Canada a fait affaire avec M. Stratton?

M. O'Brien: Je le répète, je n'ai pas personnellement pris part à la négociation; c'est notre vice-président des finances, dont je suis responsable, qui l'a fait; par conséquent, je ne saurais confirmer ce nom. Toutefois, si vous dites que M. Stratton était responsable et qu'on a porté cela à son crédit, je suis certain qu'il a bien dû y être pour quelque chose.

M. MacLellan: Je vous remercie, monsieur O'Brien. Je vous sais gré de cette réponse.

Est-ce que vous avez vu les offres présentées?

M. O'Brien: Oui, nous avons étudiés plusieurs offres et je les ai toutes vues.

M. MacLellan: Je reviens à la question de la recherche et du développement, j'ai reçu, monsieur Hopper, une lettre dont l'auteur dit ceci:

Il faut que vous sachiez que le personnel exploitant de Petro-Canada a récemment détruit totalement toute activité de recherche et de développement pour les ressources et le développement au large, de même que toute fonction vitale pour le pays, comme par exemple le programme d'ingénieur en formation.

Êtes-vous d'accord avec cette déclaration?

M. Hopper: Je crois que cette lettre vient de quelqu'un qui avait été mis à pied, monsieur MacLellan. Il n'est probablement pas très content d'avoir été mis à pied, et je ne l'en blâme pas. Toutefois, ce commentaire est tout à fait irresponsable.

M. MacLellan: Vous avez donc toujours un programme de recherche et de développement.

M. Hopper: Certainement.

M. MacLellan: Il poursuit en disant:

Par contre, toutes les autres grandes sociétés pétrolières ont des programmes permanents de recherche et de développement et des laboratoires au Canada, alors que Petro-Canada a brutalement détruit huit années de travail assidu des chercheurs et des ingénieurs ainsi que du matériel et des installations importantes à Calgary, qui valaient des millions de dollars.

Vous n'êtes pas d'accord non plus avec cette déclaration?

M. Hopper: C'est très exagéré. Il n'y a pas de doute qu'il nous a fallu diminuer notre recherche et notre développement.

M. MacLellan: Quel pourcentage représente cette diminution?

M. Hopper: Il est difficile de savoir ce qui constitue la recherche et le développement par opposition à une aide technique aux activités permanentes. Une grande partie du travail que nous faisons dans le laboratoire de Calgary

[Texte]

day-to-day problems. We had done a fair amount of research in the late 1970s, early 1980s, on the mining of tar sands. When the price goes down to \$15 a barrel and below, you are not terribly enthusiastic about mining tar sands. As a consequence, we cut out some of that kind of work.

Another thing we did, as I mentioned before, was put a lot of that work out under contract. We did not do it ourselves, but we provided employment for people outside who could do it more cost-effectively than we could.

The Chairman: In all fairness, though, most of the major companies have cut way back, Mr. Hopper.

Mr. Hopper: Yes. I do not know how much they have cut back, but I know they have cut back. I do not know if they have cut back more or less than we did.

The Chairman: I certainly know Imperial was involved in a special project a couple of years ago, and when the price fell they simply had to put it on the shelf.

Mr. Hopper: Had to curtail it.

Mr. Waddell: Would you care to speculate on a ballpark figure for the world price that would be necessary for Hibernia?

Mr. Hopper: Mr. Waddell, we are often asked that, as if there were some magic price. There is no sense talking price unless you talk fiscal regime, and there is no sense talking price until you tell me what the price strip looks like. Is it \$18 now and next year, and \$19 or \$20, or is it \$18 flat? You have to characterize that price over a longer period of time in some way, and you have to know how much tax you are going to pay, both royalties and taxes, and fundamentally how much you get back to put in your jeans.

I am going to tell you something. With a super-fat tax regime I might be satisfied for \$15. I doubt it, because that exceeds the costs. But let me say that our price forecast, starting at \$18 and going up very slowly into the 1990s towards \$19 and \$20, and having a slight escalation after that, with the fiscal regime we looked at previously, would not make it go.

• 1640

Mr. Waddell: I put the question to Howard Macdonald of Dome about an alternate bid by having some of the Canadian companies put together a bid. His reply was that if you put Mr. Blair, Mr. Hopper, and I forget the names of the other two from TransCanada PipeLine and Imperial, but if you put them in one room they could not even say hello to each other, never mind put together a deal. Would that be a fair comment?

Mr. Hopper: No.

[Traduction]

représente en réalité une aide technique pour résoudre nos difficultés journalières. Nous avons fait pas mal de recherches vers la fin des années 70 et au début des années 80 sur l'extraction des sables bitumineux. Lorsque le prix est tombé à 15\$ le baril et même plus bas, on n'était plus tellement enthousiastes pour l'extraction de ces sables bitumineux. En conséquence, nous avons éliminé une partie de ce travail.

Nous avons fait autre chose, je le répète; nous avons sous-traité une grande partie de ce travail. Nous ne l'avons pas fait nous-mêmes, mais nous avons fourni de l'emploi à des gens de l'extérieur qui pouvaient faire ce travail de façon plus rentable que nous.

La présidente: En toute honnêteté, cependant, il faut dire que la plupart des grosses sociétés ont effectué des compressions majeures, monsieur Hopper.

M. Hopper: Oui. Je ne connais pas leurs réductions, mais je sais qu'ils en ont fait. Je ne sais pas si elles en ont fait plus ou moins que nous.

La présidente: Je sais qu'Imperial était engagé dans un projet spécial il y a quelques années, et lorsque les prix ont baissé, le projet a purement et simplement été mis de côté.

M. Hopper: Par nécessité.

M. Waddell: Pourriez-vous dire approximativement ce que devrait être le prix mondial pour assurer la rentabilité d'Hibernia?

M. Hopper: Monsieur Waddell, on nous pose souvent la question, comme s'il y avait un prix magique. Ça n'a pas sens de parler de prix abstraction faite du régime fiscal, et sans savoir non plus comment il se répartira. S'agit-il de 18\$ maintenant et l'an prochain, et 19\$ ou 20\$, ou est-ce 18\$ comme prix uniforme? Il faut plus de détails concernant un prix à longue échéance, et il faut savoir combien d'impôts on devra verser, de redevances et d'impôts, et surtout combien en retour on pourra empocher.

Je vais vous dire une chose. Si on disposait d'un régime fiscal super-généreux, je me satisferais de 15\$. Encore que cela dépasse les coûts. Permettez-moi de vous dire que d'après nos prévisions, si le prix débutait à 18\$ pour passer progressivement à 19\$ et à 20\$ dans les années 90, avec une légère augmentation après cela, à la lumière du régime fiscal que nous avons connu, nous ne pourrions pas fonctionner.

M. Waddell: J'ai demandé à Howard Macdonald, de Dome, ce qu'il pensait d'une autre offre si toutes les sociétés canadiennes se regroupaient pour la faire. Il m'a répondu que si on plaçait M. Blair, M. Hopper—et je ne me souviens plus des noms des deux autres de TransCanada PipeLines et de Imperial—si on plaçait tous ces gens dans une même pièce, ils ne pourraient même pas se saluer, encore moins conclure un marché. Est-ce que c'est juste?

M. Hopper: Non.

[Text]

Mr. Waddell: Could you put together a deal?

Mr. Hopper: Howard Macdonald is a good friend of mine and a super guy, but he has been pushing bankers around for a long time.

The Chairman: I like honest people.

Mr. Waddell: Well, what about it? Could Blair and Hopper and company put together a deal if they were asked?

Mr. Hopper: Oh, yes, if you add TransCanada PipeLines. I mean, TransCanada had a deal on its own. If you add one or two other companies to TransCanada of the nature and size you spoke of, you could do it from a financial point of view. When you put three or four people in a room to decide what you are going to pay and who is going to get what when you have paid for it all, there is going to be a lot of negotiation. However, the notion of not speaking to each other is not right.

Mr. Waddell: How did you get the money to pay for Gulf when you bought the Gulf service stations?

Mr. O'Brien: It was difficult. Essentially, we saw that as a particularly attractive opportunity and we were buying assets substantially below their book value, so we anticipated a pretty rapid pay out. Part of it was financed out of internal cashflow, but the substantial amount was financed by debt. So far that has proven to be a good acquisition and is paying itself back, as we had anticipated.

The other big advantage we received in that case, which is counter-cyclical to what happens in the upstream part of the business, is that shortly after we bought Gulf the price of oil dropped substantially. The net effect of is that the cost of carrying inventories of oil in the downstream dropped dramatically enabling us to draw money out of our working capital and repay debt.

Mr. Waddell: You put a bid in for the to lease building space to CDIP, the new government program for the small oil companies. I call it the son of PIP, but we are against PIP here so we had better call it CDIP. You put in a bid to house the space in one of your vacant buildings, did you not?

Mr. O'Brien: We are constantly marketing space to whoever may possibly want to come into it at the rates we are offering. I do not remember that particular transaction, but if they were a prospective tenant I am sure that we would have been interested.

Mr. Waddell: Well, you did, and you were turned down in favour of Great-West Life.

[Translation]

M. Waddell: Pourriez-vous conclure un marché?

M. Hopper: Howard Macdonald est un de mes bons amis et un type formidable, mais il bouscule les banquiers depuis fort longtemps.

Le président: J'aime bien les gens honnêtes.

M. Waddell: Eh bien, pourquoi pas? Est-ce que Blair et Hopper et la société pourraient conclure un marché si on le leur demandait?

M. Hopper: Oui, si vous ajoutez TransCanada PipeLines. Je veux dire par là que TransCanada avait conclu son propre marché. Si on ajoute à TransCanada une ou deux sociétés de la taille de celles dont vous parlez, on pourrait certainement y arriver du point de vue financier. Lorsqu'on place dans une même pièce trois ou quatre personnes pour décider ce qu'on va payer et ce que chacun recevra lorsqu'on aura tout payé, cela suppose de longues négociations. Toutefois, ce n'est pas juste de dire qu'on ne peut pas s'adresser la parole.

M. Waddell: Comment avez-vous pu obtenir l'argent pour payer Gulf lorsque vous avez acheté les stations-service de Gulf?

M. O'Brien: Ce fut difficile. Nous nous sommes rendu compte, essentiellement, qu'il y avait cette possibilité assez attirante et que nous pouvions acheter l'avoir à un prix bien inférieur à sa valeur aux livres; par conséquent, nous avions prévu un paiement assez rapide. En partie, l'achat a été financé par nos ressources d'autofinancement interne, mais la somme importante a été financée par le biais de la dette. Jusqu'à maintenant, tout cela s'est révélé une bonne acquisition, qui se rembourse elle-même, comme nous l'avions prévu.

Il y a eu aussi un autre gros avantage, contrairement à ce qui se produit en amont de l'entreprise, et c'est que peu après notre achat de Gulf, le prix du pétrole a baissé de façon importante. Il en a résulté finalement que le coût de la valeur des inventaires de pétrole en aval a diminué sérieusement, ce qui nous a permis de retirer de l'argent de notre fonds de roulement et de rembourser la dette.

M. Waddell: Vous avez fait une offre pour louer des locaux au PCEM, le nouveau programme gouvernemental pour les petites sociétés pétrolières. J'appelle ce dernier programme le rejeton du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP), mais comme nous sommes contre le PESP ici, il vaut mieux que nous l'appelions le PCEM. Vous avez donc fait une offre pour louer les gens de ce programme dans un de vos édifices libres, n'est-ce pas?

M. O'Brien: Nous mettons sur le marché sans arrêt des espaces libres, et n'importe qui peut s'en prévaloir aux taux que nous offrons. Je ne me souviens pas de cette transaction en particulier, mais si ces gens avaient été des locataires éventuels, je suis certain qu'ils nous auraient intéressés.

M. Waddell: Eh bien, vous étiez intéressés, mais on a préféré Great-West Life.

[Texte]

Mr. O'Brien: I guess we were out-bid on that one.

Mr. Waddell: Do you have a lot of vacant space?

Mr. O'Brien: No, not as much as we had in previous years.

Mr. Waddell: Can you tell us how much?

Mr. O'Brien: I cannot tell you precisely, but space we have under lease and have not sublet is about 300,000 square feet.

Mr. Waddell: What is that costing you a year?

Mr. O'Brien: I could not give you a number. One significant piece of that is a building called "Sixth and Sixth" on Sixth Avenue and Sixth Street in Calgary, which was the old Pacific Petroleum Building.

Mr. Waddell: That is the one you want to rent to CDIP.

Mr. O'Brien: That is a difficult one to rent because in today's environment it is a second-class building and quite old. On the other hand, the rent terms we pay on it are very low.

Mr. Waddell: Can you give us a ballpark figure on what you are losing with this loss of rental space in Calgary?

Mr. O'Brien: Compared to what?

• 1645

If you take that particular example, I believe our rental rate was something like \$3.50 to \$4 under a long-term lease that Pacific Petroleum had in place. To the extent that you are not renting a given square foot, that is what it costs you.

The Chairman: Mr. Hopper, I would like to ask you a question about a strategic oil reserve like the U.S. has. Do you think it would be advantageous for Canada to become involved? If so, have you any suggestions on the financing of it? We could do it at the refining level or...

Mr. Hopper: There has been, in previous governments, consideration of that, and I know that Energy, Mines and Resources is looking at it again.

A strategic oil reserve, either in crude or products, might well give some people some comfort. Canada is a pretty cold place in the wintertime. The concern we have always had is the availability of heating oil in eastern Canada. When you go further west, of course, natural gas takes over an enormous part of the market in terms of home heating; but a strategic reserve in heating oil that would satisfy some number of days—36 days, 60 days, 90 days—or would get you through the winter for home heating customers certainly would give you a measure of

[Traduction]

M. O'Brien: Je suppose que leur offre était meilleure.

M. Waddell: Est-ce que vous avez beaucoup de locaux libres?

M. O'Brien: Non, pas autant que nous en avons les années passées.

M. Waddell: Pouvez-vous nous dire combien vous en avez?

M. O'Brien: Je ne saurais vous répondre de façon précise, mais l'espace que nous avons loué et qui n'est pas sous-loué représente quelque 300,000 pieds carrés.

M. Waddell: Qu'est-ce que cela vous coûte annuellement?

M. O'Brien: Je ne peux pas vous donner de chiffre. Un espace important est situé dans l'édifice appelé «Sixth and Sixth», sixième Avenue et sixième Rue, à Calgary, l'ancien édifice de Pacific Petroleum.

M. Waddell: C'est celui que vous voulez louer au PCEM?

M. O'Brien: Il est difficile de le louer, car de nos jours, il s'agit d'un édifice de deuxième classe, assez ancien. Par ailleurs, nous versons un loyer très peu élevé.

M. Waddell: Pouvez-vous nous donner le chiffre approximatif de vos pertes de location d'espace à Calgary?

M. O'Brien: Comparativement à quoi?

Pour cet exemple précis, je vous répondrai que notre taux de location est de 3.50\$ à 4\$ environ en vertu d'un bail à long terme avec Pacific Petroleum. Dans la mesure où on ne loue pas vraiment tel pied carré, c'est ce qu'il en coûte.

Le président: Monsieur Hopper, j'aimerais vous interroger au sujet d'une réserve pétrolière stratégique comme en ont les États-Unis. Croyez-vous que ce serait avantageux pour le Canada d'y participer? Dans la négative, pouvez-vous nous faire des suggestions quant au financement? Nous pourrions le faire au niveau du raffinage ou...

M. Hopper: Il en a été question sous d'autres gouvernements, et je sais que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources étudie de nouveau la question.

Une réserve pétrolière stratégique, que ce soit pour le pétrole brut ou les produits du pétrole, rassurerait certainement certains. Le Canada est assez froid en hiver. Ce qui nous a toujours inquiétés, c'est la disponibilité du mazout dans l'est du Canada. Au fur et à mesure qu'on va vers l'ouest, bien sûr, le gaz naturel prend une part importante du marché lorsqu'il s'agit de chauffer des maisons, mais une réserve stratégique de mazout, qui garantirait un certain nombre de jours—36, 60 ou 90 jours—ou qui pourrait nous faire passer l'hiver, donnerait

[Text]

insurance where it would be most uncomfortable if you ran out. It might be worth while.

Several years ago we looked at the utilization of salt dome storage.

The Chairman: In Canada?

Mr. Hopper: In Nova Scotia. There are huge anhydride deposits in Nova Scotia where you can leach out very large areas that basically are foolproof in terms of putting liquid petroleum in them. You can leach them out and you can put the product in and take it out quite easily.

There is an iron mine in Newfoundland that we looked at also. There needed to be a little work done to make sure it is not leaking out the other end, under the sea or something. Several engineering firms have done studies on it. It looked like a reasonably serious proposition that one might see.

The question of who is paying for it is a good question. It is expensive.

The Chairman: The U.S.A. appears to be relatively successful there; and, if suddenly especially the east coast was cut off, I do not know how we would get the crude down there, unless we tankered it around and up.

Mr. Hopper: We did that one time, as you know. It is a long way to go and the tankers are small because they cannot come into some of the ports unless they are small.

The IEA, the International Energy Agency, continues to urge us, not so much to... I am sure they urge us toward self-sufficiency or whatever, but they urge us towards a more aggressive stock policy, really to get us through a two-, three-, or six-month kind of crisis, which the U.S. claim it would not be realistic to have any longer than that.

The Chairman: Right. We had witnesses here in regard to the IEA and it was strongly recommended.

We have five more minutes. We are going to give one minute to Mr. Baker. Mr. Baker is one of our colleagues, a Liberal member from Newfoundland, and only because he is from Newfoundland is he going to get a chance.

Mr. Baker: I can assure Mr. Hopper that the Bell Island mine is not leaking at the end or the salt water would be coming in.

What do you think of this business of Société Nationale d'Aquitaine moving in and setting up on the encouragement of the Government of Canada—I suppose you are not going to comment on that; I would not want you to—a head office in Montreal as they did three months ago; buying into a portion of the Gulf Refinery in Montreal, putting in a bid on a major portion of its assets; setting up with a Canadian company called Bitumar Inc.,

[Translation]

une certaine assurance, car ce serait un gros inconvénient si l'on venait à en manquer. Cela vaudrait peut-être la peine.

Il y a plusieurs années, nous avons songé à utiliser de larges dépôts de sel.

Le président: Au Canada?

M. Hopper: En Nouvelle-Écosse. Il y a d'énormes dépôts d'anhydrite en Nouvelle-Écosse; il est possible de dégager par l'essivage de très larges surfaces, fondamentalement à toute épreuve, où on peut entreposer du pétrole liquide. Ces surfaces peuvent être lessivées, et on peut introduire le produit et le retirer facilement.

Il y a aussi à Terre-Neuve une mine de fer que nous avons examinée. Il aurait fallu faire un peu de travail pour qu'il n'y ait pas de fuite à l'autre extrémité, par exemple sous la mer. Plusieurs maisons d'ingénierie ont fait des études à ce sujet. Cette proposition semble assez sérieuse pour qu'on puisse l'envisager.

Quant à savoir qui doit payer, c'est là une bonne question. C'est une proposition coûteuse.

Le président: Les États-Unis semblent avoir connu assez de succès, et si soudain la côte est surtout n'était plus alimentée, je ne sais pas comment on pourrait lui faire parvenir le pétrole brut, à moins que des pétroliers fassent le détour pour l'y amener.

M. Hopper: Nous l'avons déjà fait, comme vous le savez. C'est un long parcours, et les pétroliers sont petits, ils ne peuvent entrer dans certains ports à moins d'être petits.

L'Agence internationale de l'énergie continue de nous exhorter, pas tellement... Je suis certain qu'ils nous exhortent à devenir autosuffisants, à avoir une politique beaucoup plus audacieuse concernant les stocks, afin que nous puissions faire face à une crise de deux, trois ou six mois, puisque d'après les États-Unis il ne serait pas réaliste de prévoir une plus longue période.

Le président: Bien. Nous avons entendu des témoins concernant cette recommandation de l'AIE, et ils étaient tout à fait d'accord.

Il nous reste cinq minutes. Nous allons accorder une minute à M. Baker. M. Baker est un de nos collègues, député libéral de Terre-Neuve, et c'est seulement parce qu'il est de Terre-Neuve qu'il aura l'occasion de poser une question.

M. Baker: Je puis rassurer M. Hopper, la mine de Bell Island ne fuie pas à son extrémité, car autrement l'eau de mer pénétrerait dans la mine.

Que pensez-vous de ce qui se passe avec la Société nationale d'aquitaine, qui encouragée par le gouvernement du Canada, vient de s'installer—je suppose que vous n'allez pas faire de remarques à ce sujet, je ne voudrais pas que vous en fassiez—a établi son siège social à Montréal il y a trois mois, a acheté une partie de la raffinerie de Gulf à Montréal, fait une offre pour une partie importante de ses avoirs, s'est alliée à une société

[Texte]

as I recall, in Montreal to build a new asphalt operation there; setting up in the past two months, as well, with McAsphalt Industries of Toronto, new asphalt operation there; and saying in its description that it is going into marketing of petroleum products in western Canada?

• 1650

I suppose they are on an equal basis with Petro-Canada, being government subsidized—not Petro-Canada, but this particular operation is. I am wondering if you are aware of all that and what you think of it.

Is it true that you are promising the Newfoundlanders that you are going to start oil production from the Terra Nova field in about three years' time?

Mr. Hopper: Are you finished, sir?

Mr. Baker: No. But that is all the time I have.

The Chairman: That is all he gets, Mr. Hopper.

Mr. Baker: We have a great difference over the National Energy Program, Bill.

Mr. Hopper: Yes, I understand. We have paid a lot of dues in Newfoundland.

I am not aware of Elf-Aquitaine's activities in marketing. I know the company well. It is no longer, of course, a wholly state-owned oil corporation, not since the union of Elf, ERAP and Aquitaine private shareholding came in.

They recently had a very successful share offering to the French people, which reduced the government ownership even more. I understand it is a continuing policy with the French government to reduce their ownership in Elf-Aquitaine.

They have had marketing operations in Canada before. They owned a terminal in Montreal and terminal products there. They sold that terminal. I am not aware that they have come back in.

Mr. Baker: I see. That is interesting. You should look into it.

Mr. Hopper: We have a competitive market, and if they want to come in and market asphalt, or whatever, I wish them well. Not too well, but well.

The second question dealt with Terra Nova. We have not decided to go ahead with Terra Nova yet. We have two wells to drill in that area. We cannot really decide until those wells are down and the results come in.

We are going out to do some preliminary engineering so that we can be a little more certain about the costs of a floating-mode production system, and whether we use a semi- or ship-shape mode production system.

[Traduction]

canadienne appelée Bitumar Inc., si je me souviens bien, à Montréal pour y construire une nouvelle entreprise d'asphalte, s'est alliée également au cours des derniers mois avec McAsphalt Industries de Toronto, une nouvelle entreprise d'asphalte à Toronto. Ces sociétés se décrivent comme voulant commercialiser les produits du pétrole dans l'ouest du Canada. Qu'en pensez-vous?

Je suppose qu'ils sont sur le même pied que Petro-Canada, étant subventionnés par le gouvernement—non pas Petro-Canada, mais cette entreprise. Je me demande si vous êtes au courant de tout cela et aussi ce que vous en pensez.

Est-ce vrai que vous avez promis aux Terre-Neuviens de commencer à produire du pétrole dans trois ans à partir des gisements pétroliers de Terra Nova?

M. Hopper: Avez-vous terminé, monsieur?

M. Baker: Non. Mais c'est tout le temps dont je dispose.

Le président: C'est tout le temps qu'il a, monsieur Hopper.

M. Baker: Nous avons des divergences importantes au sujet du Programme national de l'énergie, Bill.

M. Hopper: Oui, je comprends. Nous avons versé à Terre-Neuve beaucoup de redevances.

Je ne suis pas au courant des activités de commercialisation d'Elf-Aquitaine. Je connais bien cette société. Elle n'est plus une société d'État, car depuis le fusionnement d'Elf, d'ERAP et d'Aquitaine, il y a des actionnaires du secteur privé.

La société a récemment offert avec succès des actions aux Français, ce qui réduit davantage la participation de l'État. Je crois comprendre qu'il s'agit d'une politique permanente du gouvernement français de réduire sa participation dans Elf-Aquitaine.

Cette société a déjà fait de la commercialisation au Canada. Elle avait à Montréal un terminal et des produits pétroliers dans ce terminal. Elle l'a vendu. Je ne sais pas qu'elle soit revenue.

M. Baker: Je vois. C'est intéressant. Vous devriez peut-être vous informer.

M. Hopper: Nous avons un marché concurrentiel, et si la société veut venir vendre de l'asphalte ou tout autre produit, je lui souhaite bonne chance. Pas trop, mais bonne chance quand même.

Votre deuxième question avait trait à Terra Nova. Nous n'avons pas encore décidé de poursuivre ce projet. Nous devons y forer deux puits. Nous ne pouvons pas vraiment décider de nous engager avant que les puits ne soient forés et les résultats connus.

Nous allons faire des études préliminaires d'ingénierie afin d'être plus certains des coûts d'un système de plateforme flottante ou si nous devons utiliser un système de plateforme semisubmersible.

[Text]

Once we have done that, we will have to spend some time talking with both the Newfoundland and federal governments again about the fiscal packages that Terra Nova might operate under. So I am not in a position today to say that we are going ahead with Terra Nova. We are sincerely interested in proceeding with the project as far as we can go. We hope it will turn into something, but that depends on a number of things.

Mr. MacLellan: When are those two wells going to be spudded, Mr. Hopper?

Mr. Hopper: Mr. MacLellan, we have time displaced one well, because the north core group came in with a well and wanted to use our semi-submersible, the Sedco 710. They have to get that well down by the end of the year because it is a well that will use PIP grants.

Mr. MacLellan: That is grandfathered.

Mr. Hopper: Yes, it is. But it is only grandfathered to the end of this year. If they spend beyond that—

Mr. MacLellan: So that is why you are doing it. I see.

Mr. Hopper: We have sent the Sedco 710 out to the H-99 location, close to Terra Nova, to drill a well for ourselves and partners. We will drill a top hole there and set casing. We will then move off H-99 to drill a very deep water well for north core in 5,000 feet of water. That well should be finished some time in October, November.

We will then move back and finish H-99, and then move to the second well. We expect to spud the second well, C-09, which is the northern delineation well in the Terra Nova field, probably some time in January. We will be finished a couple of months later.

Mr. Waddell: Perhaps you could explain to me, in one sentence or less, why Petro-Canada, a government company, seems to be doing so well. Dome, in the private sector, is going bankrupt. We keep hearing that government companies are inefficient and have to be sold off, that they do not work. You are coming to us with a report which in fact says you are doing well.

Mr. Hopper: Mr. Waddell, We have not received any equity funds from government since 1984, but down through the years we have received about \$4 billion of equity from the government.

• 1655

We did not undertake the massive acquisition program that Dome had. They undertook that program without seeking any equity in Dome, and they stretched their debt so far that it was not recoverable when the prices went down. The interest charges were too high when oil prices dropped, and even before they dropped they were in

[Translation]

Cela fait, nous discuterons de nouveau avec le gouvernement fédéral et le gouvernement de Terre-Neuve des mesures fiscales en vertu desquelles Terra Nova pourra fonctionner. Je ne suis donc pas en mesure aujourd'hui de vous dire que nous donnons suite à ce projet de Terra Nova. Nous sommes sincèrement intéressés à poursuivre ce projet autant que nous le pouvons. Nous espérons en tirer quelque chose, mais ça dépend d'un certain nombre de choses.

M. MacLellan: Quand ces deux puits seront-ils forés par battage monsieur Hopper?

M. Hopper: Monsieur MacLellan, nous avons quelque peu reporté le forage d'un puits, car le groupe principal du nord a foré un puits et voulait se servir de notre plate-forme semisubmersible, le Sedco 710. Il leur faut forer ce puits complètement d'ici la fin de l'année car c'est un puits pour lequel ils peuvent obtenir des subventions du Programme d'encouragement du secteur pétrolier.

M. MacLellan: Il s'agit de droits acquis.

M. Hopper: Oui, mais seulement jusqu'à la fin de cette année. Si leurs dépenses vont au-delà. . .

M. MacLellan: C'est donc la raison pour laquelle vous le faites. Je vois.

M. Hopper: Nous avons envoyé le Sedco 710 au point H-99, près de Terra Nova pour forer un puits pour nous et nos associés. Nous allons forer un trou supérieur et fixer le tubage. Nous allons ensuite partir du point H-99 pour forer un puits en eau très profonde pour le groupe principal du nord, sous quelque 5,000 pieds d'eau. Ce puits devrait être terminé en octobre ou novembre.

Nous allons ensuite revenir et terminer au point H-99 et commencer ensuite le forage du deuxième puits. Nous comptons forer par battage le deuxième puits, C-09, le puits le plus au nord du gisement Terra Nova, dans le courant du mois de janvier probablement. Nous terminerons quelques mois plus tard.

M. Waddell: Vous pourriez peut-être m'expliquer, dans une phrase ou moins, pourquoi Petro-Canada, une société de l'État semble si bien s'en tirer. Dome, qui appartient au secteur privé, est en train de faire faillite: on entend toujours dire que les sociétés de l'État ne sont pas rentables et doivent être vendues, qu'elles ne marchent pas. Vous venez de déposer un rapport qui nous montre que vous vous en tirez bien.

M. Hopper: Monsieur Waddell, nous n'avons pas reçu de fonds de participation du gouvernement depuis 1984, mais au fil des ans nous avons reçu quelque 4 milliards de dollars de l'État.

Nous ne nous sommes pas lancés dans un programme d'acquisitions massives comme l'a fait Dome. Ils se sont engagés dans ce programme sans chercher à obtenir des actions de Dome, et leur dette était telle qu'elle ne pouvait être recouvrée lors de la baisse des prix. Les intérêts imputés étaient trop élevés lorsque les prix du

[Texte]

trouble. We do not plan to stretch our debt past the point of prudence.

The Chairman: In conclusion, Mr. Hopper, has the FERC 256 opinion affected Petro-Canada?

Mr. Hopper: It will. We are hoping that the combination of industry and government will do something about it, but it will affect the whole industry.

The Chairman: I want to thank you very much for coming to Ottawa today to answer our questions. We greatly appreciate it.

This committee will now go in camera.

[Traduction]

pétrole ont baissé, et même avant cela, Dome était en difficulté. Nous n'avons pas l'intention de voir nos dettes dépasser le seuil de danger.

Le président: Pour conclure, monsieur Hopper, est-ce qu'à votre avis le FERC 256 a influencé Petro-Canada?

M. Hopper: Il l'influencera. Nous espérons que l'industrie et le gouvernement feront quelque chose à ce sujet, mais toute l'industrie s'en trouve touchée.

Le président: Je vous remercie beaucoup d'être venu à Ottawa aujourd'hui répondre à nos questions. Nous vous en sommes très reconnaissants.

Le Comité poursuit sa séance à huis clos.

APPENDIX "MINE-1"

W. H. HOPPER

OPENING STATEMENT
TO THE
HOUSE OF COMMONS
STANDING COMMITTEE ON
ENERGY MINES AND RESOURCES

Ottawa, June 25, 1987

Over the last eleven years Petro-Canada has grown very quickly.

This growth has meant almost constant change for most of us at Petro-Canada.

Today, Petro-Canada is a major commercial business, and we have opportunities that give us tremendous growth potential.

Prior to 1984, Petro-Canada's activities were directed by the Government of Canada to focus on securing new energy supplies for Canada.

In 1984, we were given a new mandate, and our primary emphasis became profitability. The transition to private-sector-style operations is now complete.

Our operations place us among the country's corporate leaders. We are ranked eleventh in the new Financial Post 500 listing of Canada's largest non-financial corporations. At year-end 1986, our assets were over \$8 billion, our staff totalled 7 750 people, revenue for the year amounted to over \$5 billion, and cash flow from operations was about \$700 million.

Let's look first at the upstream.

Over the past five years Petro-Canada's gross crude oil and NGL production has consistently increased, and we are now the third-largest producer in the country. Overall, Petro-Canada produces about six per cent of Canada's crude oil and natural gas liquids.

In natural gas, we have consistently ranked among the top four. Production has generally been increasing, though not as steadily as in oil. Lower results in 1986 reflected, for the most part, weaker demand for Canadian gas in the United States. Petro-Canada accounts for about five per cent of domestic natural gas production.

In addition, we also have a significant natural gas liquids extraction business, with a plant at Empress, Alberta, and a 50 per cent interest in an operation at Taylor, British Columbia.

Another way of looking at Petro-Canada is to compare us to the other integrateds operating in Canada.

In the attached graphs we show total production and reserves for the four largest integrateds.

In 1986 we were second only to Imperial in both total production and total reserves.

Looking at land, Petro-Canada holds more in Canada than any other company—25 million net acres. We have a strong land position in both western Canadian conventional drilling areas and in the frontiers.

In the downstream, our performance has also been strong.

With the recent Gulf acquisition, we are now first in the branded retail gasoline market. Some 3800 outlets give us a market share of over 20 per cent.

Like the rest of the industry, we worked on rationalizing our facilities in 1986, reducing our number of wholesale and retail outlets by six per cent.

Petro-Canada owns and operates five refineries, a lubricants plant (Ontario) and an asphalt plant (Saskatchewan). Our largest refineries are at Edmonton, Oakville and Montreal. We have the capacity to refine up to 410 thousand barrels a day, or 21 per cent of the nation's total refinery capacity.

Looking once again at how we compare against the other majors, in 1986 we were second to Imperial in both crude oil processed and total product sales.

Let's move on to our financial performance.

Cash flow from operations has been substantial over the last five years and has made the company financially strong. Petro-Canada has not benefited from Government equity funding since 1984, and has relied exclusively on the strength of its internally generated cash flow to achieve its financial position.

In 1986, approximately \$700 million was generated from the company's operations, net of dividends paid on redeemable preferred shares. This was a decrease of less than 15 per cent in a year when oil prices plummeted by 45 per cent. This 1986 performance reflected strong results from our downstream, which generated about half of our cash flow, as well as a number of measures taken to cope with the collapse in world oil prices. These initiatives involved an emphasis on short-term cash generation, and radical efficiency and cost cutting programs that included a 23 per cent reduction in staff.

Net capital expenditures, excluding acquisition costs, amounted to well over half a billion dollars a year from 1982 to 1985, with a high of \$750 million in 1984. Reacting to depressed oil prices, we cut our expenditures to \$450 million in 1986, concentrating instead on protecting and strengthening the company's financial position.

These measures successfully preserved Petro-Canada's financial strength. For example, the sum of the Corporation's debt and redeemable preferred shares has generally been about one-third of total capital (excluding deferred tax), and was 35 per cent in 1986.

As I have mentioned, cash flows generated by Petro-Canada's operations have been strong over the last five years. Cash flow as a percentage of capital employed is one indicator of the Corporation's ability to generate economic value from assets. There has been a significant increase in this indicator, from 9.0 per cent in 1982 to 12.2 per cent in 1985, reflecting our increased emphasis on commercial results. Cash flow return on capital employed held at 11.1 per cent in 1986 in spite of the dramatic drop in oil prices.

Consolidated earnings continue to be modest. Before unusual items, they were \$123 million in 1986, up 28 per

cent from \$96 million a year earlier. The Corporation's earnings are burdened with amortization of past acquisition costs of about \$90 million per year after tax. They are also net of dividends paid on redeemable preferred shares, which totalled \$59 million in 1986.

Over the last several months, gradual changes in our business environment have boosted financial returns, and indications point to further improvements. Crude oil prices have risen, as you know. We are cautiously optimistic that today's prices will be maintained with slight increases in the next few years.

In the upstream, there have been announcements of fiscal relief by both provincial and federal governments which will aid recovery. As well, we are optimistic about significantly improved natural gas exports and prices in the late 1980s to early 1990s as the current U.S. surplus dissipates.

In the downstream, I am encouraged by trends toward price stability in some areas of the country.

Reflecting our renewed optimism, we have revised our 1987 Capital Budget. Based on the expectation that the benchmark price of West Texaco Intermediate crude oil will

average about U.S. \$18/bbl, net capital expenditures for 1987 are anticipated to be about \$530 million. This is approximately 20 per cent higher than 1986 expenditures. Most of the increase will be targeted at exploration and development of conventional resources in Western Canada, and on delineation drilling at our Terra Nova offshore discovery.

Now let's deal with where Petro-Canada is headed.

Petro-Canada will continue to emphasize business strategies balancing short and long term perspectives.

In the upstream, we plan an increased focus on Western Canada in the near to medium term. Natural gas will become increasingly important relative to crude oil.

We also have the capability to accelerate the development of a number of major oil projects.

In the downstream, we will enhance profitability by continuing rationalization and efficiency programs that will reduce our cost of doing business.

We plan to make the most of our asset base by building on our strong customer loyalty.

We will also continue to capitalize on Petro-Canada's unique Canadian identity. For instance, our role as sponsor and organizer of the Olympic Torch Relay gives us both a community relations and a business opportunity.

In summary, in the short to medium term we expect improved earnings and cash flow to result from several developments.

1. The benefits from the substantial staff and operating cost reductions undertaken in 1986.
2. Expanding natural gas volumes.
3. Improving oil and natural gas prices.
4. Firming margins in the downstream that are resulting from more efficient operations and more stable crude oil and product prices.

In the East Coast offshore, Petro-Canada has an unequalled position in both oil and gas.

Terra Nova—discovered by Petro-Canada in 1984— is an exciting new oil project that we are moving toward development. Two delineation wells are being drilled, one

of which has just been spudded. If results are encouraging, production could commence by 1991. Recoverable reserves have been established at a minimum of 70 million barrels, with potential of up to 130 million barrels.

Hibernia is a major offshore oil project with an expected start-up date in the mid-1990's. A Development Plan for Hibernia was approved by the Canada/Newfoundland Offshore Resources Board in April of 1986, and negotiations are continuing between the Hibernia partners and the federal and provincial governments on fiscal arrangements. Recoverable reserves of oil are estimated at 525 million barrels with substantial upside potential.

Petro-Canada is continuing exploratory work off the coast of Nova Scotia west of Sable Island. We are currently drilling two wells there.

In Western Canada, Petro-Canada has been and continues to be a major player in oil sands development.

The Company has a 17 per cent interest in Syncrude, the world's largest oil sands mining and processing project. A \$740 million Capacity Addition Project, which will increase design capacity to 150 thousand barrels a day, is scheduled

for completion by the end of 1988. In addition, engineering studies are underway for a \$4 billion expansion of Syncrude in the longer term.

Petro-Canada is a 50 per cent owner of the in situ heavy oil project at Wolf Lake. Total capacity is 7 000 barrels a day of bitumen. A 15 per cent capacity expansion is nearing completion. Further, discussions are underway over fiscal terms on a second phase of the project.

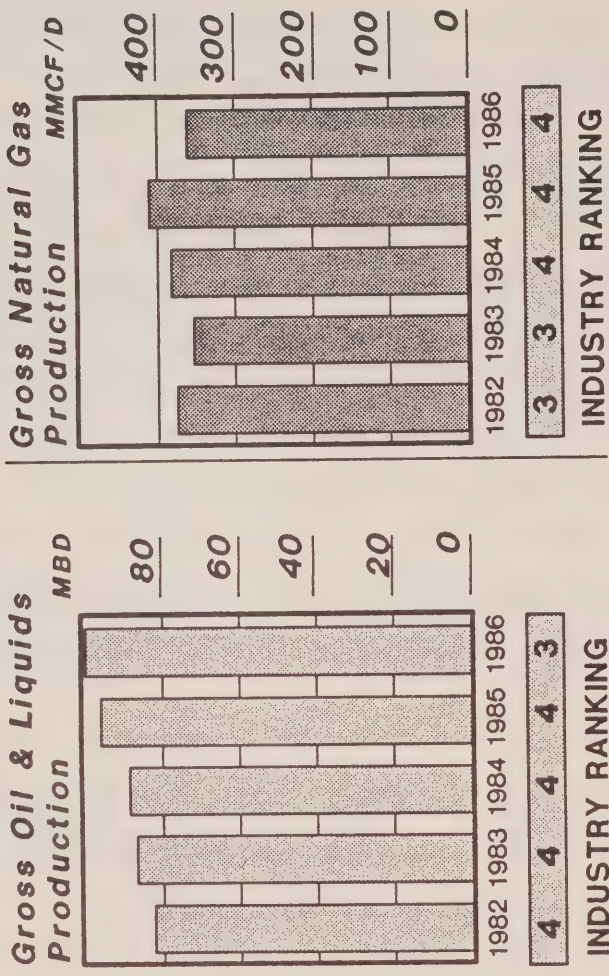
So, what does all of this add up to?

I want to leave you with just two points. First, Petro-Canada is now a significant player in Canada's energy business.

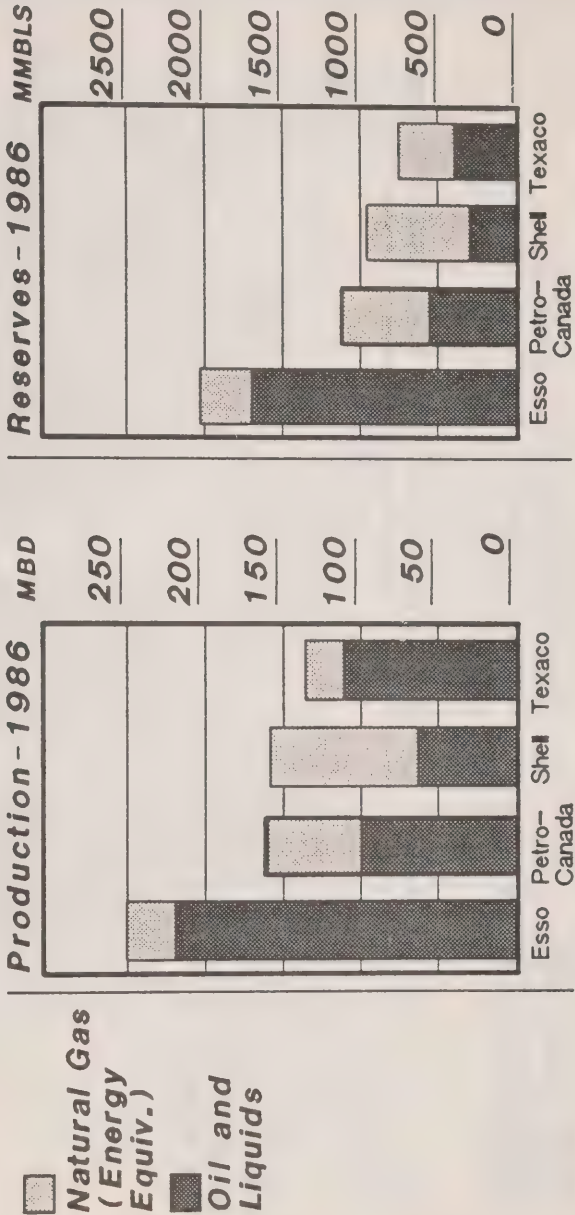
We came through a bad year with a solid financial structure. And we are operationally balanced, strong in both the upstream and the downstream.

Second, we have excellent growth potential. Our enviable position in the major energy projects of the coming years gives us unrivalled opportunities.

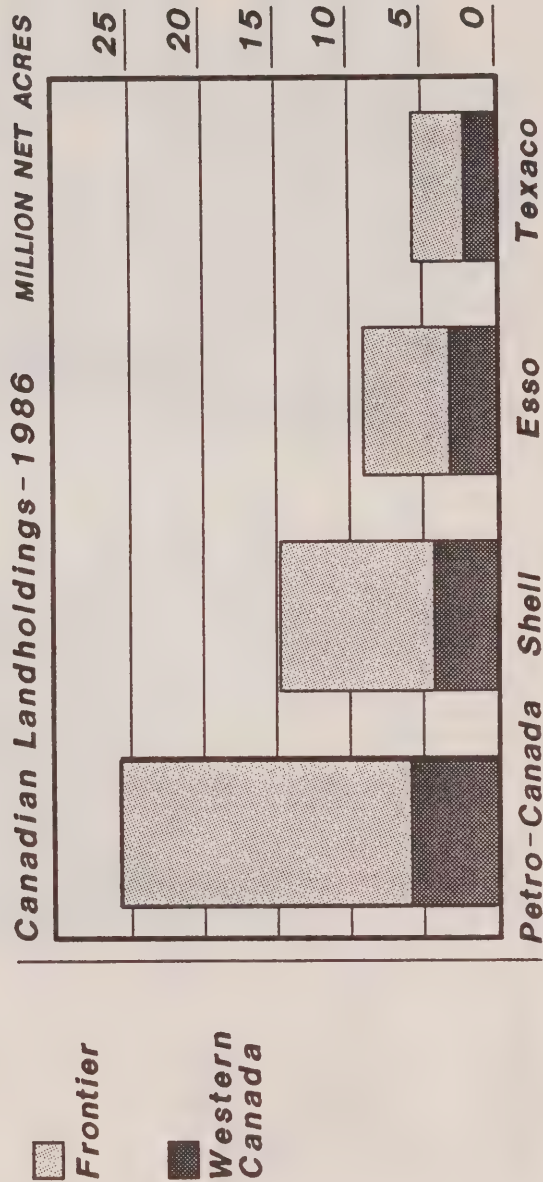
**UPSTREAM
OPERATIONAL PERFORMANCE**



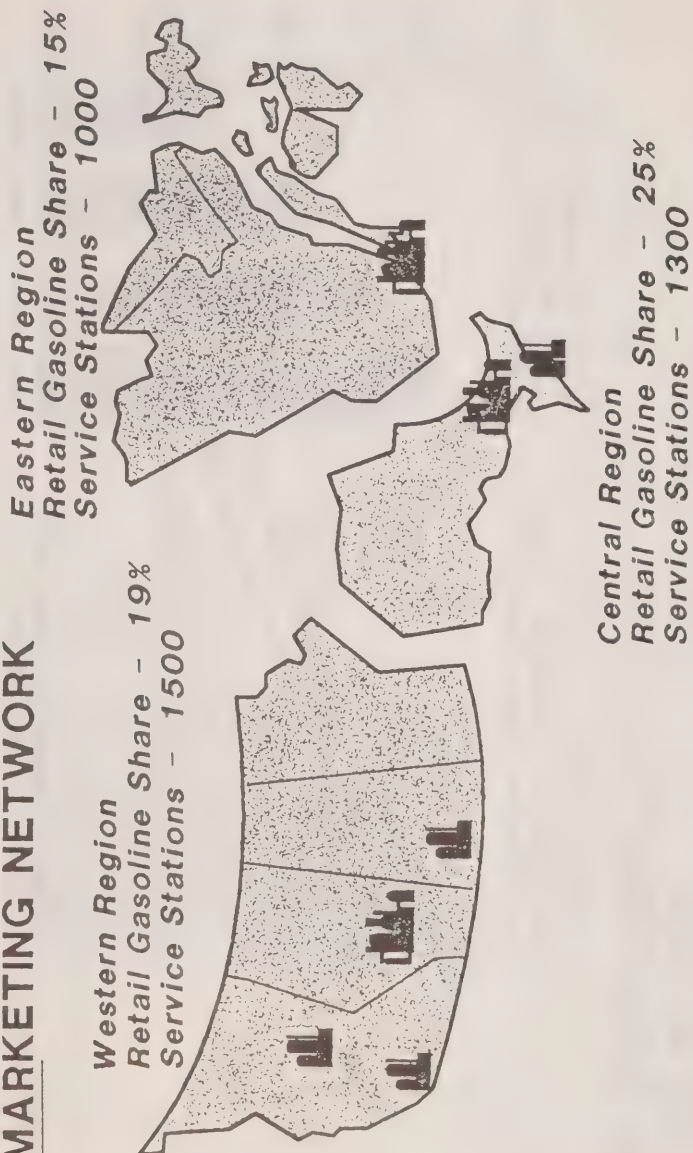
**THE MAJOR
INTEGRATEDS**



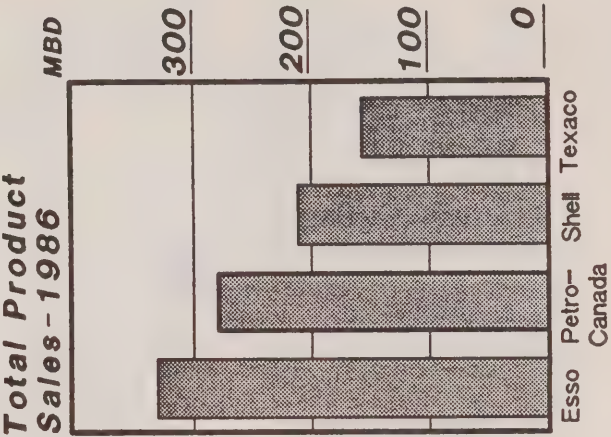
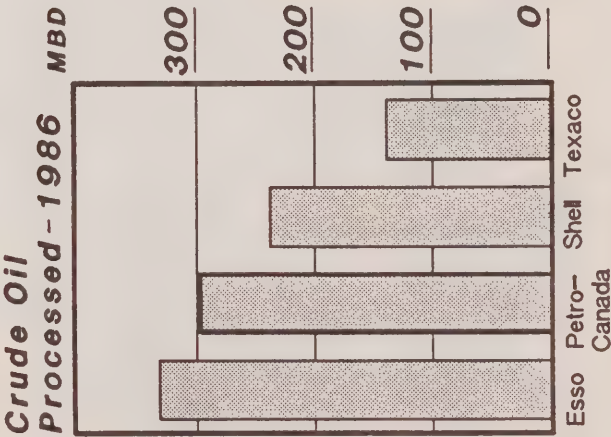
**THE MAJOR
INTEGRATEDS**



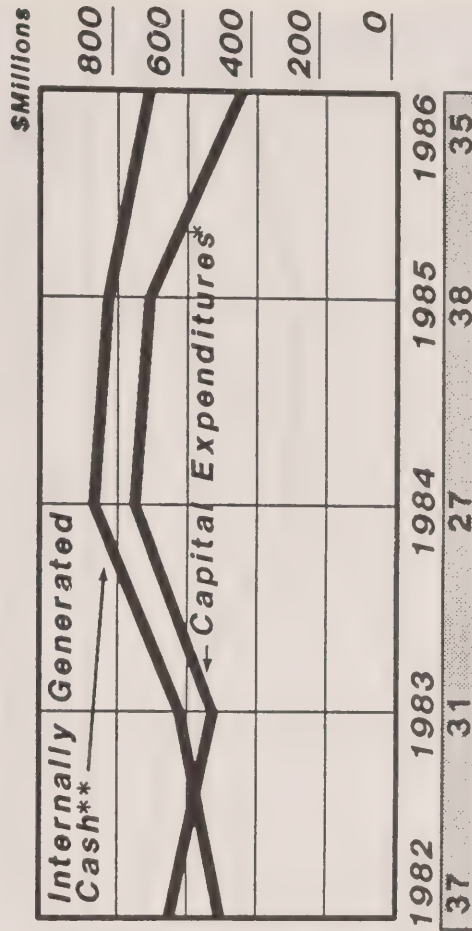
NATIONAL REFINING & MARKETING NETWORK



**THE MAJOR
INTEGRATEDS**



FINANCIAL POSITION

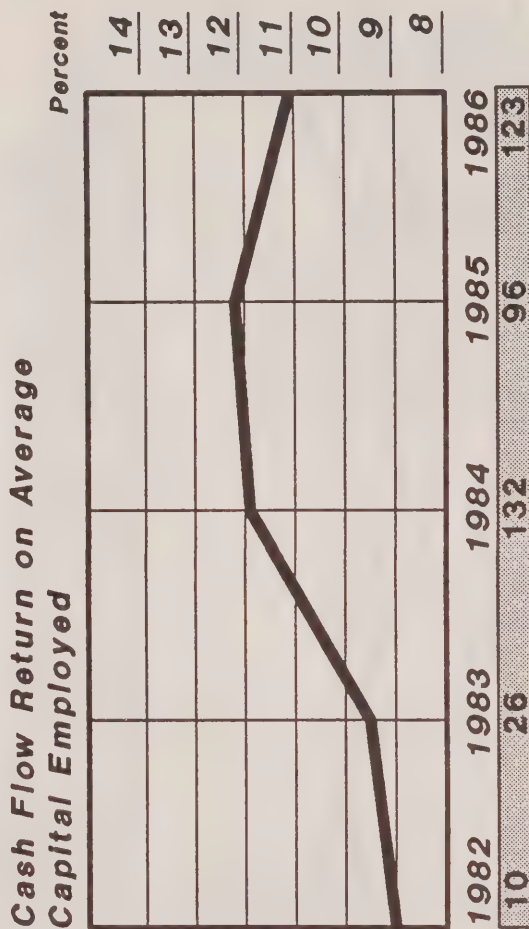


DEBT PLUS REDEEMABLE PREFERRED SHARES
TO CAPITAL (%)

** Net of redeemable preferred dividends

* Net of incentives and excluding acquisition related costs

PROFITABILITY



**Before unusual items and after redeemable preferred share dividends*

APPENDICE "MINE-1"

W.H. HOPPER
ALLOCUTION DEVANT
LE COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE,
DES MINES ET DES RESSOURCES
DE LA CHAMBRE DES COMMUNES

OTTAWA, le 25 juin 1987

Petro-Canada a pris un essor considérable en onze ans.

Cette croissance a obligés la plupart d'entre nous à vivre des transformations presque constantes.

Aujourd'hui, Petro-Canada est une importante société commerciale qui, grâce à ses nombreux débouchés, possède un énorme potentiel de croissance.

Avant 1984, les activités de Petro-Canada étaient dirigées par le gouvernement du Canada, et l'objectif était de nous assurer de nouvelles ressources énergétiques.

En 1984, on nous a donné un nouveau mandat qui nous incitait désormais à poursuivre un objectif primordial : la rentabilité. Notre transformation sur le modèle de l'entreprise privée est maintenant terminée.

L'importance de nos activités nous hisse au rang des grandes entreprises du pays. Le Financial Post nous a classés onzième dans sa liste des 500 plus grandes entreprises canadiennes autres que financières. A la fin de l'exercice de 1986, notre actif dépassait les 8 milliards de dollars, nous avions 7 750 employés, nos recettes s'élevaient à plus de 5 milliards de dollars et notre marge brute d'autofinancement se chiffrait à environ 700 millions de dollars.

Voyons d'abord le secteur d'amont.

Au cours des cinq dernières années, la production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel de Petro-Canada s'est accrue de façon soutenue et nous occupons maintenant la troisième place parmi les producteurs canadiens. Dans l'ensemble, Petro-Canada produit environ 6 % du pétrole brut et des liquides de gaz naturel du Canada.

Nous nous maintenons à la quatrième place dans le secteur du gaz naturel. De façon générale, notre production gazière augmente, quoique de façon moins soutenue que celle du pétrole. Les résultats plus modestes enregistrés en 1986 étaient en grande partie attribuables à une baisse de la demande de gaz canadien aux États-Unis. Petro-Canada produit environ 5 % du gaz naturel canadien.

En outre, notre secteur d'extraction des liquides de gaz naturel est important, puisque Petro-Canada possède une usine à Empress, en Alberta, et détient une participation de 50 % dans l'autre usine de Taylor, en Colombie-Britannique.

Nous pouvons également examiner Petro-Canada sous un autre angle, c'est-à-dire en la comparant à d'autres sociétés canadiennes.

Les graphiques ci-joints montrent la production totale et les réserves des quatre plus grandes sociétés intégrées du pays.

En 1986, une seule société, l'Impériale, nous devançait au chapitre de la production et des réserves totales.

Petro-Canada possède plus de concessions au Canada (25 millions d'acres nets) que n'importe quelle autre société pétrolière. De plus, nous sommes mieux placés que quiconque dans les zones de forage classiques de l'Ouest canadien et dans les régions encore inexplorées.

Nous avons également obtenu d'excellents résultats dans le secteur d'aval.

Grâce à la récente acquisition de Gulf, nous occupons actuellement le premier rang sur le marché de détail de l'essence de marque. Nos quelque 3 800 établissements nous ont permis de conquérir plus de 20 % du marché.

Comme nos concurrentes, nous avons procédé à la rationalisation de notre réseau de distribution en 1986, et nous avons réduit de 6 % le nombre de nos établissements de vente en gros et au détail.

Petro-Canada possède et exploite cinq raffineries, une usine de lubrifiants en Ontario et une usine d'asphalte en Saskatchewan. Nos raffineries les plus importantes sont à Edmonton, à Oakville et à Montréal. Nous pouvons produire jusqu'à 410 000 barils par jour, soit 21 % de la capacité totale de raffinage du Canada.

Pour poursuivre la comparaison de notre classement par rapport aux autres grandes pétrolières, notons que, en 1986, nous nous sommes placés juste derrière l'Impériale pour le brut traité et les ventes de produits.

Passons maintenant à nos réalisations sur le plan financier.

Grâce à une marge brute d'autofinancement appréciable au cours des cinq derniers exercices, la Société est en excellente santé financière. En effet, Petro-Canada n'a eu droit à aucun apport en capitaux du gouvernement depuis 1984; elle a fait appel uniquement à ses importants fonds autogénérés pour parvenir à cette situation enviable.

En 1986, l'exploitation a assuré des rentrées de fonds d'environ 700 millions de dollars, déduction faite des dividendes versés sur les actions privilégiées rachetables. Nous avons donc reculé de 15 % à peine l'année même où le prix du pétrole chutait de 45 %. Cette belle tenue est le fruit du dynamisme de notre secteur d'aval, responsable d'environ la moitié de nos rentrées nettes, ainsi que d'un certain nombre de mesures de protection contre la chute du prix du pétrole mondial. Aussi l'accent a-t-il été mis sur la production de rentrées nettes à court terme et sur des programmes accélérés d'efficacité et de compression des coûts qui se sont notamment traduits par une réduction de 23 % de l'effectif.

Les dépenses en immobilisations nettes, compte non tenu des frais d'acquisition, se sont chiffrées à plus d'un demi-milliard de dollars par an de 1982 à 1985 et ont atteint un sommet de 750 millions de dollars en 1984. En raison de la baisse des prix du pétrole, nous avons réduit nos dépenses à 450 millions de dollars en 1986 pour protéger et raffermir la situation financière de la Société.

Cette stratégie a porté fruit. Par exemple, la somme de la dette de Petro-Canada et des actions privilégiées rachetables, qui a toujours représenté à peu près le tiers du total des capitaux (compte non tenu des impôts reportés), s'est chiffrée à 35 % en 1986.

Ainsi que je l'ai mentionné, les fonds autogénérés de Petro-Canada ont été très satisfaisants au cours des cinq derniers exercices. Or, le rapport des fonds autogénérés au capital investi représente un indicateur de l'aptitude de la Société à tirer une valeur économique de ses éléments d'actif. Ce ratio est passé de 9 % en 1982 à 12,2 % en 1985, et reflétait ainsi l'importance grandissante accordée aux résultats commerciaux. Malgré la chute du prix du pétrole en 1986, le rapport des fonds autogénérés au capital investi s'est établi à 11,1 %.

En revanche, le bénéfice consolidé est resté modeste. Avant les postes inhabituels, il était à 123 millions de dollars en 1986, en hausse de 28 % sur les 96 millions de dollars enregistrés un an plus tôt. Je rappelle cependant que le bénéfice de la Société prend en compte l'amortissement des frais afférents aux acquisitions antérieures, qui s'élève à environ 90 millions de dollars par an après impôts, ainsi que les dividendes versés sur les actions privilégiées rachetables, qui ont totalisé 59 millions de dollars en 1986.

Depuis quelques mois, l'évolution de la conjoncture sectorielle renforce notre situation financière, et tout porte à croire que celle-ci continuera de s'améliorer. Les prix du pétrole brut ont augmenté. Nous restons prudemment optimistes quant au maintien des prix actuels, assortis de faibles majorations au cours des prochaines années.

En ce qui concerne les activités d'amont, le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux ont promis des allègements fiscaux qui favoriseront la reprise. De plus, nous nous attendons à une amélioration appréciable des prix et des exportations de gaz naturel d'ici le milieu des années 1990, le temps que s'élimine l'excédent actuel aux États-Unis.

Quant aux activités d'aval, je me réjouis de la tendance à la stabilisation des prix dans certaines régions du pays.

Compte tenu de ce renouveau d'optimisme, nous avons révisé notre budget des immobilisations de 1987. Dans l'hypothèse d'un prix de référence moyen d'à peu près 18 dollars US le baril pour le pétrole brut West Texaco Intermediate, nous prévoyons que les dépenses en immobilisations nettes en 1987 atteindront 530 millions de dollars, ce qui représente un accroissement d'environ 20 % par rapport à 1986. La plus grande partie de cette augmentation sera consacrée à l'exploration et à la mise en valeur des ressources classiques dans l'Ouest canadien et au forage de délimitation du gisement de Terra Nova, au large de la côte atlantique.

Parlons maintenant de l'avenir.

Petro-Canada continuera de mettre l'accent sur les stratégies d'équilibre entre les perspectives à court et à long termes.

Dans les activités d'amont, nous nous tournerons davantage vers l'ouest du pays à court et à moyen termes. Le gaz naturel occupera une place plus importante.

Nous avons les ressources voulues pour accélérer la mise en valeur de certains grands projets d'exploration pétrolière.

D'autre part, dans les activités d'aval, nous augmenterons notre rentabilité en poursuivant nos programmes de rationalisation et d'efficacité, ce qui réduira nos frais d'exploitation.

Nous comptons tirer le maximum de notre actif en misant sur la fidélité de notre clientèle.

Nous continuerons de faire valoir l'identité canadienne de Petro-Canada. Par exemple, nous parrainons et nous organisons le Relais du flambeau olympique, ce qui nous permet d'être encore plus présents dans les collectivités et nous ouvre de nouvelles perspectives commerciales.

En résumé, nous comptons réaliser plus de bénéfices et augmenter nos fonds autogénérés à court et à moyen termes, grâce aux éléments suivants :

1. Les compressions de personnel et la réduction sensible des frais d'exploitation amorcées en 1986.
2. La production accrue de gaz naturel.
3. Une hausse des prix du pétrole et du gaz naturel.
4. Un relèvement des marges des activités d'aval grâce à l'efficacité accrue de l'exploitation et à la stabilisation des prix du pétrole brut et de ses dérivés.

La Société jouit d'une position privilégiée en matière de pétrole et de gaz sur la côte Est.

Terra Nova — découvert par Petro-Canada en 1984 — est un gisement pétrolifère que nous commençons à exploiter. Nous sommes en train de préparer deux puits de délimitation; l'un vient d'être foré par battage. La production pourrait commencer en 1991 si les résultats s'avèrent encourageants. Nous estimons à un minimum de 70 millions de barils et à un maximum de 130 millions de barils les réserves récupérables.

Hibernia est un grand gisement pétrolifère en mer; son exploitation commencera vraisemblablement au milieu des années 1990. L'Office Canada — Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a ratifié en avril 1986 un plan d'exploitation d'Hibernia. Les négociations se poursuivent entre les exploitants d'Hibernia, d'une part, et les gouvernements fédéral et provincial, d'autre part, au sujet des modalités fiscales. On estime à au moins 525 millions de barils les réserves de pétrole récupérables.

La Société poursuit ses travaux d'exploration au large de la Nouvelle-Écosse, à l'ouest de l'île de Sable. Nous sommes en train de forer deux puits dans cette région.

Petro-Canada a joué et continuera de jouer un rôle de premier plan dans l'exploitation des sables bitumineux dans l'ouest du pays.

La Société détient une participation de 17 % dans Syncrude, le plus grand projet d'exploitation et de traitement de sables bitumineux au monde. Des travaux de 740 millions de dollars, qui devraient être terminés d'ici à la fin de 1988, feront passer la capacité de production à 150 000 barils par jour. En outre, les études d'ingénierie en cours prévoient des investissements de 4 milliards de dollars pour l'expansion à plus long terme de Syncrude.

Petro-Canada détient une participation de 50 % dans le projet d'extraction d'hydrocarbures lourds in situ de Wolf Lake. La capacité totale atteint 7 000 barils de bitume par jour. Et on est sur le point de terminer des travaux qui vont permettre d'augmenter de 15 % la capacité actuelle. De plus, on négocie actuellement les dispositions fiscales concernant la deuxième étape du projet.

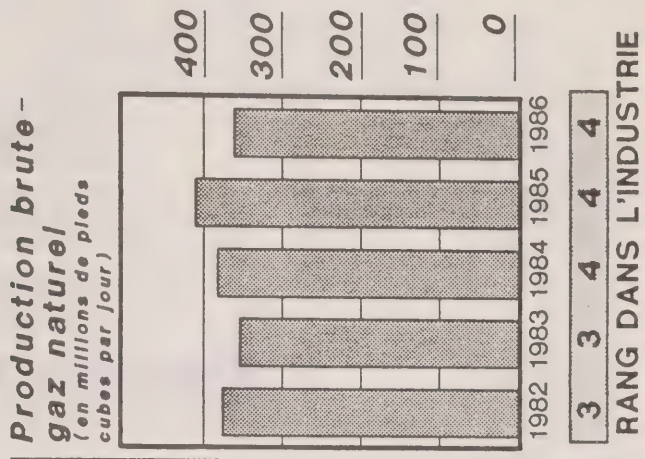
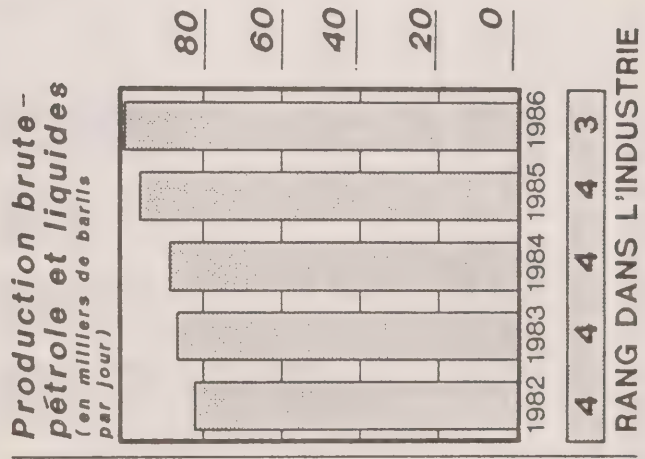
Où tout cela nous mène-t-il?

J'aimerais terminer mon exposé par deux observations. En premier lieu, Petro-Canada est maintenant un important intervenant dans le secteur énergétique canadien.

Nous sortons d'une mauvaise année, mais notre situation financière est solide. De plus, nos activités sont équilibrées, tant celles d'amont que celles d'aval.

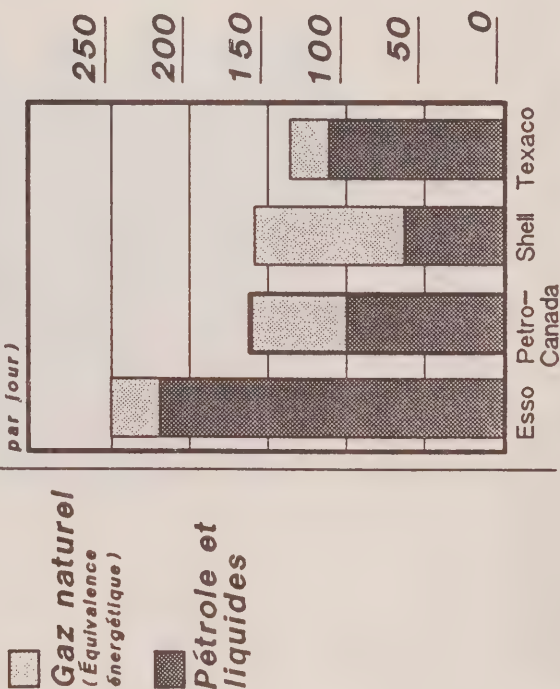
En second lieu, nos perspectives de croissance sont excellentes. Nous occupons une position de premier plan dans les grands projets énergétiques qui vont se réaliser dans les années à venir.

SECTEUR D'AMONT
RÉSULTATS D'EXPLOITATION

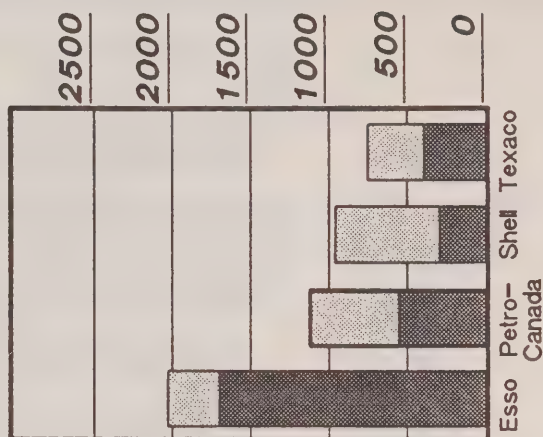


PRINCIPALES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES

Production - 1986
(en milliers de barils
par jour)

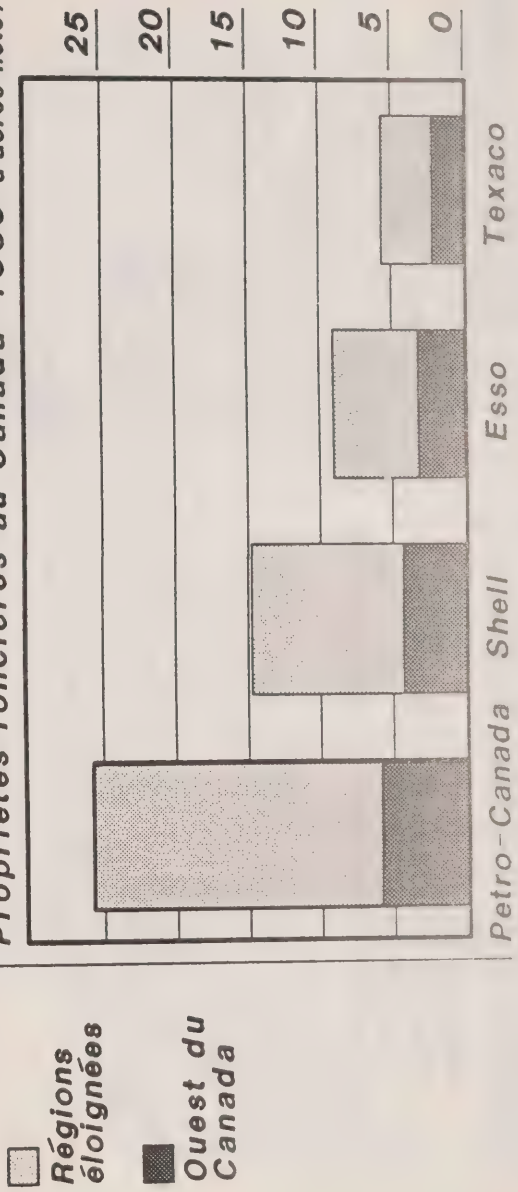


Réserves - 1986
(en millions
de barils)



**PRINCIPALES SOCIÉTÉS
INTÉGRÉES**

Propriétés foncières au Canada - 1986 (en millions d'acres nets)

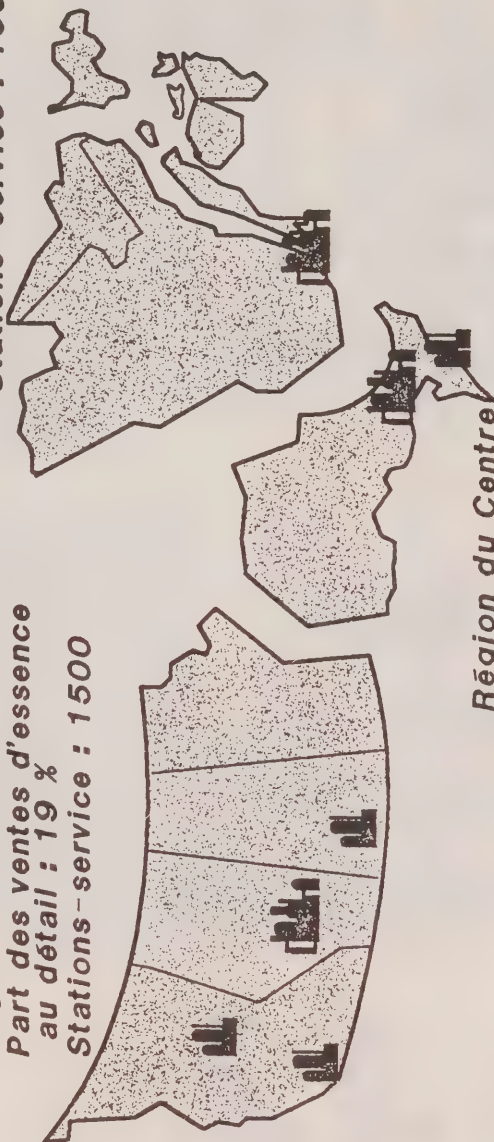


RAFFINAGE ET MARKETING- RÉSEAU NATIONAL

Région de l'Est
Part des ventes d'essence
au détail : 15 %
Stations-service : 1000

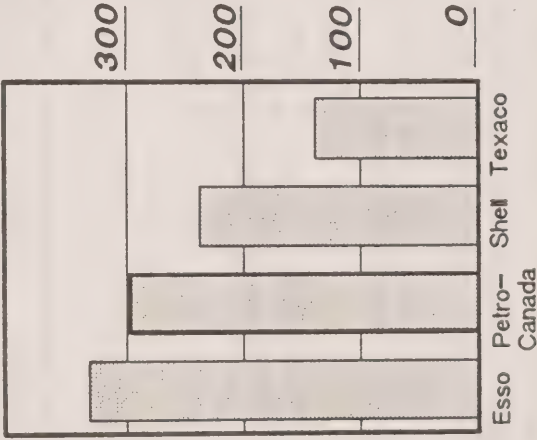
Région de l'Ouest
Part des ventes d'essence
au détail : 19 %
Stations-service : 1500

Région du Centre
Part des ventes d'essence
au détail : 25 %
Stations-service : 1300

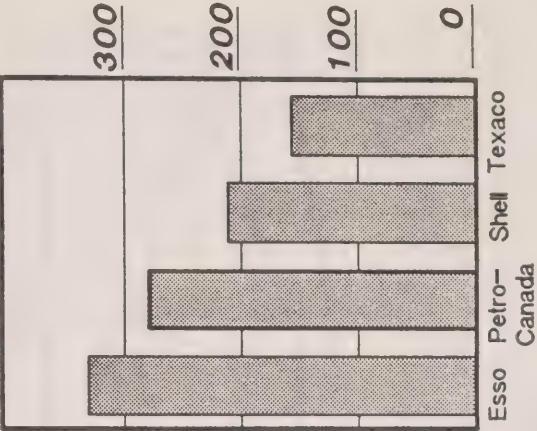


**PRINCIPALES SOCIÉTÉS
INTÉGRÉES**

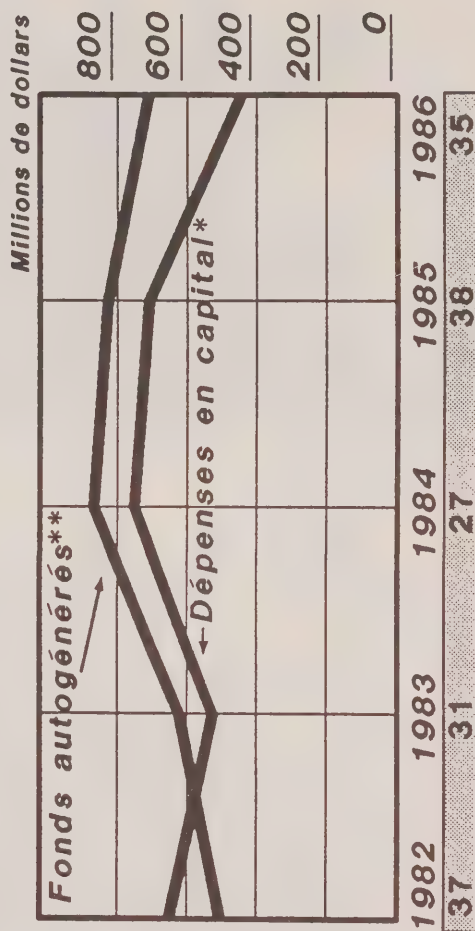
Pétrole brut traité - 1986
(en milliers de barils
par jour)



**Ventes totales
de produits - 1986**
(en milliers de barils
par jour)



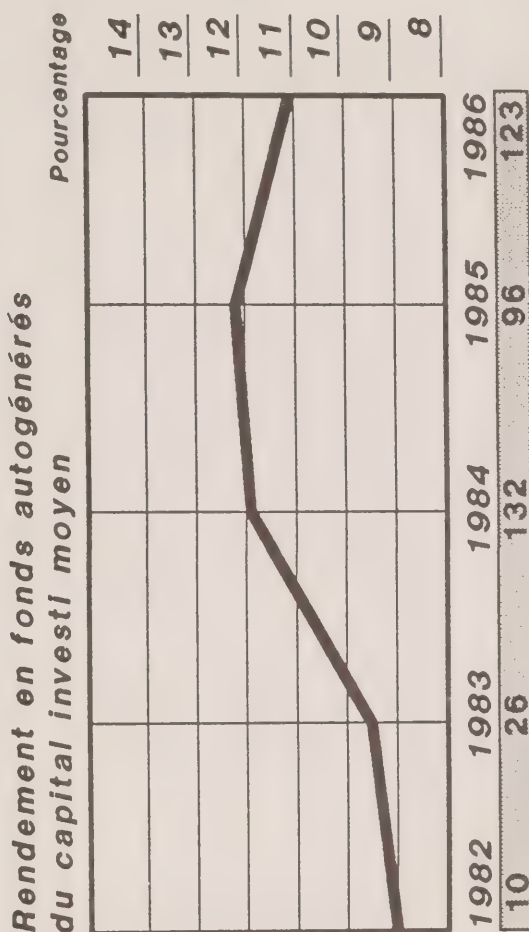
SITUATION FINANCIÈRE



(%) DETTE PLUS ACTIONS PRIVILÉGIÉES
RACHETABLES PAR RAPPORT AU CAPITAL

** Net après dividendes des actions privilégiées rachetables
* Net après subventions et à l'exclusion des frais reliés aux acquisitions

RENTABILITÉ



RÉSULTATS CONSOLIDÉS * (en millions de dollars)
* Avant éléments inhabituels et après dividendes des
actions privilégiées rachetables



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From Petro-Canada:

Bill Hopper, Chairman and Chief Executive Officer;
David O'Brien, Executive Vice-President.

TÉMOINS

De Petro-Canada:

Bill Hopper, président-directeur général;
David O'Brien, vice-président exécutif.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 26

Tuesday, June 30, 1987

Thursday, August 20, 1987

Wednesday, September 16, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 26

Le mardi 30 juin 1987

Le jeudi 20 août 1987

Le mercredi 16 septembre 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

Energy, Mines and Resources

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Pursuant to Standing Order 96(2), matters relating to the Department of Energy, Mines and Resources, specifically the future of the Canadian petroleum and mining industries

CONCERNANT:

Conformément à l'article 96(2) du Règlement, questions relatives au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, spécialement l'avenir des industries pétrolières et minières

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage

ORDERS OF REFERENCE

Extract from the Votes and Proceedings of the House of Commons for Thursday, September 10, 1987:

"The following papers having been deposited with the Clerk of the House were laid upon the Table pursuant to Standing Order 67(1), namely:

By Mr. Lewis, A Member of the Queen's Privy Council,—Copies of Orders in Council (English and French) pursuant to Standing Order 103(1) approving certain appointments made by the Governor in Council as follows:

P.C. 1987-1117—Maurice E. Taschereau and Gordon C. Slade, Members of the Development Fund Committee;

P.C. 1987-1168—James S. Simpson, Member of the Board of Examiners of Canada Lands Survey;

P.C. 1987-1200—René J.A. Levesque, Member of the Atomic Energy Control Board;

P.C. 1987-1249—Lois DeGroot, Jean Vacchino and Michael C. Burns, Directors of the Atomic Energy of Canada Limited;

P.C. 1987-1425—Claude Fontaine, Director of the Board of Directors of Petro-Canada;

P.C. 1987-1658—John Schlosser, Ian Scott Ross and Marnie Paikin, Directors of the Atomic Energy of Canada Limited; and

P.C. 1987-1661—René J.A. Levesque, President of the Atomic Energy Control Board.—Sessional Paper No. 332-6/61. (*Pursuant to Standing Order 67(5) referred to the Standing Committee on Energy, Mines and Resources*)"

ATTEST

Extract from the Votes and Proceedings of the House of Commons for Wednesday, September 9, 1987:

"The following papers having been deposited with the Clerk of the House were laid upon the Table pursuant to Standing Order 67(1), namely:

By Mr. Masse, a Member of the Queen's Privy Council,—Summary of the Petro-Canada Amended Capital Budget for the 1987 Budget Year, pursuant to subsection 132(4) of the Financial Administration Act, Chapter 31, Statutes of Canada, 1984. (English and French)—Sessional Paper No. 332-1/808A. (*Pursuant to Standing Order 67(4) permanently referred to the Standing Committee on Energy, Mines and Resources*)."

ATTEST

ROBERT MARLEAU
Clerk of the House of Commons

ORDRES DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux de la Chambre des communes du jeudi 10 septembre 1987:

«Les documents suivants, remis au Greffier de la Chambre, sont déposés sur le Bureau de Chambre, conformément à l'article 67(1) du Règlement, savoir:

Par M. Lewis, membre du Conseil privé de la Reine,—Copies de décrets (textes français et anglais) approuvant certaines nominations par le Gouverneur en Conseil, conformément à l'article 103(1) du Règlement, ainsi qu'il suit:

C.P. 1987-1117—Maurice E. Taschereau et Gordon C. Slade membres du Comité du Fonds de développement;

C.P. 1987-1168—James S. Simpson, membre de la Commission d'examineurs sur l'arpentage des terres du Canada;

C.P. 1987-1200—René J.A. Levesque, membre de la Commission de contrôle de l'énergie atomique;

C.P. 1987-1249—Lois DeGroot, Jean Vacchino et Michael C. Burns, administrateurs de l'Énergie atomique du Canada, Limitée;

C.P. 1987-1425—Claude Fontaine, administrateur du Conseil d'administration de Petro-Canada;

C.P. 1987-1658—John Schlosser, Ian Scott, Ross et Marnie Paikin, administrateurs de l'Énergie atomique du Canada, Limitée; et

P.C. 1987-1661—René J.A. Levesque, président de la Commission de contrôle de l'énergie atomique (*Déférés au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources conformément à l'article 67(5) du Règlement*).—Document parlementaire n° 332-6/61.»

ATTESTÉ

Extrait des Procès-verbaux de la Chambre des communes du mercredi 9 septembre 1987:

«Les documents suivants, remis au Greffier de la Chambre, sont déposés sur le Bureau de Chambre, conformément à l'article 67(1) du Règlement, savoir:

Par M. Masse, membre du Conseil privé de la Reine,—Version révisée du sommaire du budget des investissements de Petro-Canada pour l'année budgétaire 1987, conformément à l'article 132(4) de la Loi sur l'administration financière, chapitre 31, Statuts du Canada, 1984. (Textes français et anglais)—Document parlementaire n° 332-1 808A. (*Renvoyé en permanence au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources conformément à l'article 67(4) du Règlement*).»

ATTESTÉ

Le Greffier de la Chambre des communes
ROBERT MARLEAU

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, JUNE 30, 1987

(43)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met *in camera*, with transcription, at 9:04 o'clock a.m., in Room 307 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter and Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant and Lawrence Harris, Economist.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of Canada's oil reserves and resources. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated November 24, 1986, Issue No. 3.*)

The Committee resumed consideration of its draft report on oil reserves and resources.

It was agreed,—That the Committee continue to consider its draft report during the summer adjournment and that when the draft report meets the approval of all members of the Committee, it be deemed adopted as the Committee's Report to the House.

At 10:31 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

THURSDAY, AUGUST 20, 1987

(44)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met *in camera*, without transcription, at 9:00 o'clock a.m., in Room 306 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter and Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant.

The Committee resumed consideration of its draft report on oil reserves and resources.

It was agreed,—That the draft report be adopted as its report to the House and that 3500 copies of the report be printed with a special cover.

Ordered,—That the Chairman table the report in the House or, should the House stand adjourned, with the Clerk of the House.

At 10:01 o'clock a.m., the Committee proceeded to consider future business.

It was agreed,—That SEPAC, IPAC, CPA, Prospectors and Developers Association of Canada, and the Canadian Mining Association be invited to appear before the

PROCÈS-VERBAUX

LE MARDI 30 JUIN 1987

(43)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huis clos, avec service d'enregistrement, à 9 h 04, dans la pièce 307, Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Également présents: Dean Clay, conseiller technique, et Lawrence Harris, économiste.

En vertu du mandat que lui confie le paragraphe 96(2), le Comité reprend l'étude de la question des réserves et des ressources pétrolières du Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du 24 novembre 1986, fascicule n° 3.*)

Le Comité reprend l'étude de son projet de rapport sur les réserves et ressources pétrolières.

Il est convenu,—Que le Comité continue à examiner son projet de rapport durant l'ajournement de l'été et que, lorsque ledit projet aura l'approbation de tous les membres du Comité, il sera considéré comme adopté et deviendra le Rapport du Comité à la Chambre.

À 10 h 31, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE JEUDI 20 AOÛT 1987

(44)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huis clos, sans service d'enregistrement, à 9 heures, dans la pièce 306, Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Également présent: Dean Clay, conseiller technique.

Le Comité reprend l'étude de son projet de rapport sur les réserves et ressources pétrolières.

Il est convenu,—Que le projet de rapport soit adopté et présenté à la Chambre, et que 3,500 exemplaires en soient imprimés sous une couverture spéciale.

Il est ordonné,—Que le président dépose le rapport à la Chambre ou, si l'ajournement de la Chambre se prolonge, sur le bureau de la Chambre.

À 10 h 01, le Comité passe à l'examen de ses travaux à venir.

Il est convenu,—Que SEPAC, IPAC, CPA, l'Association canadienne des prospecteurs et entrepreneurs, et l'Association minière du Canada soient

Committee on the future of the Canadian mining and petroleum industries.

At 10:25 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

WEDNESDAY, SEPTEMBER 16, 1987

(45)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 6:10 o'clock p.m., in Room 371 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Jim Fulton, Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter and Barbara Sparrow.

In attendance: Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From the Independent Petroleum Association of Canada (IPAC): Murray Todd, Chairman; Jock Poyen, Acting Executive Director; John Thomson, Chairman, Tax Committee and Ron Sirkis, Member, Tax Committee. *From the Small Explorers and Producers Association of Canada (SEPAC):* Ken Lambert, Chairman.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2) the Committee commenced consideration of the future of Canada's petroleum and mining industries. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, August 20, 1987, Issue No. 26.*)

Murray Todd made an opening statement and, with the other witnesses, answered questions.

Ken Lambert made an opening statement and answered questions.

At 8:10 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

invités à comparaître devant le Comité au sujet de l'avenir des industries pétrolières et minières.

À 10 h 25, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE MERCREDI 16 SEPTEMBRE 1987

(45)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à 18 h 10, dans la pièce 371, Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow. (*présidente*).

Membres du Comité présents: Jim Fulton, Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Également présent: Lawrence Harris, économiste.

Témoins: De la Independent Petroleum Association of Canada (IPAC): Murray Todd, président; Jock Poyen, directeur exécutif intérimaire; John Thomson, président, *Tax Committee*, et Ron Sirkis, membre, *Tax Committee*. *De la Small Explorers and Producers Association of Canada (SEPAC):* Ken Lambert, président.

En vertu du mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité entreprend l'étude de l'avenir des industries pétrolières et minières du Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 20 août 1987, fascicule n° 26.*)

Murray Todd fait une déclaration liminaire et, avec les autres témoins, répond aux questions.

Ken Lambert fait une déclaration liminaire et répond aux questions.

À 20 h 10, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation du président.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Wednesday, September 16, 1987

• 1812

The Chairman: Order., The order of the day is the future of the Canadian petroleum and mining industries. Tonight we are very pleased to have before us, from the Independent Petroleum Association of Canada, Murray Todd, Jock Poyen, John Thomson, and Ron Sirkis.

Gentlemen, thank you very much for coming before this committee tonight. We are here to take a look at the future of the petroleum industry. As you well know, in 1984, when this government took over, we dismantled the National Energy Program, which did a lot of damage to us, especially in the western provinces. Then 1985 really was a good year. I think we all must recognize the drilling activity, as well as your development and production activity. Then we moved into 1986 and of course had the decline in the oil prices, which saw you gentlemen in your specific industry really crucified, although oil prices seem to have stabilized out around \$18, \$19, \$19.50, or \$19.60 today, and we did introduce the Canadian Exploration and Development Incentive Program, which hopefully will support and help the small and medium-size producers. We thought you might give us an overview of the past couple of years and tell us where you are going, and in particular tell us about the problem of raising equity for a capital-intensive, high-risk industry.

Mr. Murray Todd (Chairman of the Board, Independent Petroleum Association of Canada): Thank you very much, Madam Chair. We are delighted to be here. Thank you for the invitation to make a presentation to your committee.

I am Chairman of the Board of the Independent Petroleum Association, and also a senior executive with Dome Petroleum in Calgary. As some of you are aware, IPAC is an association of about 170 industry members, with a similar number of companies who are associated with the oil industry. Our membership generally includes the smaller independent Canadian companies engaged in the upstream end of the business, although our membership does include several large companies, some who have downstream activities and some with international activities.

Included on the panel with me this evening are Jock Poyen, Acting Executive Director of IPAC; Ron Sirkis, a partner with Bennett Jones and a member of the IPAC Tax Committee; and John Thomson, Vice-President of Finance for Renaissance Energy Ltd. and chairman of our tax committee.

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le mercredi 16 septembre 1987

La présidente: La séance est ouverte. Nous étudions aujourd'hui l'avenir des industries pétrolières et minières du Canada. Nous accueillons ce soir MM. Murray Todd, Jock Poyen, John Thomson et Ron Sirkis, des représentants de l'*Independent Petroleum Association of Canada*.

Merci d'être venus, messieurs. Nous étudions l'avenir du secteur pétrolier. Comme vous le savez, en 1984, lorsque notre parti a formé le gouvernement, il a aboli le Programme énergétique national qui nous avait beaucoup nui, tout particulièrement dans l'ouest du pays. L'année 1985 a été assez bonne pour le secteur. Je crois que nous devons tous reconnaître qu'il y avait eu une augmentation de l'activité dans le domaine du forage du développement et de la production. Évidemment, l'année 1986 a été caractérisée par une chute des prix du pétrole, ce qui a durement éprouvé les membres de votre Association; les prix du pétrole semblent s'être stabilisés à environ 18\$, 19\$, 19.50\$ ou 19.60\$ aujourd'hui. De plus, notre gouvernement a mis sur pied le Programme canadien d'encouragement à la prospection et au développement (PCEPD) qui nous l'espérons assurera aide et appui aux producteurs de petite et moyenne envergures. Je vous demanderai maintenant de nous donner un aperçu des activités dans ce secteur au cours des deux dernières années, de vos projets et enfin nous faire part des problèmes qu'éprouve ce secteur à haut facteur de risque lorsque vient le temps de mobiliser les capitaux.

M. Murray Todd (président, Independent Petroleum Association of Canada): Merci beaucoup, madame la présidente. Nous sommes heureux d'être des vôtres et tenons à vous remercier de nous avoir invités.

Je suis président du Conseil d'administration de l'*Independent Petroleum Association of Canada* et cadre supérieur de Dome Petroleum à Calgary. Comme certains d'entre vous le savez, l'IPAC est une association qui regroupe environ 170 membres du secteur et presque autant de sociétés qui se livrent à des activités connexes. Nos membres représentent dans l'ensemble des petites compagnies canadiennes indépendantes qui participent à l'industrie en amont, même si certains représentent des compagnies importantes, d'autres représentent l'industrie en aval, et certains oeuvrent à l'échelle internationale.

M'accompagnent ce soir MM. Jock Poyen, directeur administratif provisoire de l'IPAC; M. Ron Sirkis, associé de la Société Bennett Jones et membre du comité fiscal de l'IPAC; et M. John Thomson, vice-président du service des finances de *Renaissance Energy Ltd.* et président de notre comité fiscal.

[Texte]

• 1815

I would like to make a few introductory remarks and describe to you the current state of the industry, the prospects we see for the future, and of course we would be pleased to answer any questions you might have. I would also like to leave with you a more detailed paper describing the industry and the opportunities we see in it.

As you have mentioned, the Canadian oil and gas industry has experienced a tumultuous operating environment since early 1986. Deregulation has created the need for the industry to react directly to a great many external forces. The oil price collapse in 1986 engendered a near-crisis situation. The decontrol of natural gas prices has added to the negative situation for the producers with the continuing reluctance of the consuming provinces truly to deregulate the production side of the business, which is creating serious tensions between the provinces and within the industry.

[Slide Presentation]

Mr. Todd: I would like first of all to talk a bit about the supply side of the oil and gas business in our country. As you can see from this slide, we are blessed with a great deal of natural oil resources. This slide illustrates, in billions of barrels, the reserve situation in Canada. You can see that we have about 7 billion barrels of oil remaining on the conventional side; we expect to discover another 4.7 billion. The numbers in the frontiers and the oil sands, of course, really put us in the major leagues when it comes to oil reserve.

To compare that to the consumption we have, we consume about 500 million barrels of oil per year in Canada. So the remaining reserve gives us a life of something like 13 years. The undiscovered reserves increase that by another 60% or so. Then of course, if we get into the frontier reserves and the oil sands—and the technology has been developed over the last 10 years to develop both of these areas—you can see that we have a supply that will last us a good many years.

Mr. MacLellan: Just as a clarification, what you do mean by “undiscovered”.

Mr. Todd: The undiscovered estimate comes from the Geological Survey of Canada. These estimates are made by experts using geological information, in comparison with other more mature areas. In the Geological Survey information they attach certain probabilities of these kinds of discoveries occurring. They could be much larger. They could of course be smaller.

[Traduction]

J'aimerais vous présenter une introduction puis vous faire part de la situation qui prévaut actuellement dans le secteur. Puis je vous parlerai de nos perspectives d'avenir. Évidemment nous serons très heureux de répondre à vos questions. Je vous remettrai d'ailleurs un document plus détaillé à ce sujet.

Comme vous l'avez signalé, l'industrie pétrolière et gazière du Canada traverse une période très mouvementée depuis le début de 1986. En raison de la déréglementation, le secteur doit réagir directement face à un grand nombre de facteurs externes. La chute des prix du pétrole en 1986 a pratiquement créé un état de crise. L'abolition des contrôles régissant les prix du gaz naturel ont compliqué les choses pour les producteurs puisque les provinces consommatrices refusent de déréglementer le côté production du secteur. Tout cela crée de graves tensions entre les provinces et au sein de l'industrie.

[Présentation d'acétates]

M. Todd: J'aimerais d'abord vous dire quelques mots sur l'élément approvisionnement du secteur du gaz et du pétrole au Canada. Comme vous pouvez le voir sur cette diapositive, nous disposons de vastes ressources naturelles de pétrole. Cette diapositive illustre, en milliards de barils, les réserves qui existent au Canada. Ainsi, comme vous pouvez le constater, il y a environ 7 milliards de barils de pétrole classiques au Canada; nous prévoyons en découvrir encore beaucoup plus, soit 4,7 milliards de barils. Compte tenu des réserves qui existent dans les régions pionnières et dans les sables bitumineux, le Canada est un des principaux pays propriétaires de réserves de pétrole.

Comparons maintenant l'approvisionnement à la consommation. Nous consommons environ 500 millions de barils de pétrole par année au Canada. Ainsi, ces réserves nous assurent un approvisionnement de pétrole pendant environ 13 ans. Les réserves non prouvées viennent ajouter environ 60 p. 100 à cette quantité. Puis, évidemment, si l'on ajoute des réserves des régions pionnières et des sables bitumineux—et au cours des dix dernières années des progrès techniques ont été effectués qui nous permettront d'exploiter ces deux régions—si l'on additionne tous ces chiffres on découvre que nous aurons un approvisionnement de pétrole suffisant pendant encore de nombreuses années.

M. MacLellan: Qu'entendez-vous exactement par réserves «non prouvées».

M. Todd: Ces chiffres nous sont fournis par la Commission géologique du Canada. Des experts arrivent à ces chiffres après avoir comparé des renseignements géologiques dans ces régions et les avoir comparés avec ceux de régions déjà exploitées. Ainsi, la commission géologique présente une série de probabilités à l'égard de ces découvertes. Les réserves découvertes pourraient être beaucoup plus importantes mais, évidemment, elles pourraient également l'être beaucoup moins.

[Text]

Similarly, on the gas side we see that we have 67 trillion cubic feet of remaining gas reserves in Canada. At the current rate of consumption, this represents something like 39 years of surplus. The undiscovered conventional reserve adds about another 50 years of surplus to that. Of course, if we look into the frontiers, we again see we have copious quantities of natural gas available.

• 1820

One of the reasons we have this kind of surplus is that we are working in a relatively immature area. Comparing ourselves with the United States, we have one well for every 9.3 square kilometres. In the United States they have one well for every 1.3 square kilometres. Accordingly, we have a much higher level of success in our drilling ventures, and as I have mentioned, a much better reserve/production ratio than they do in the United States. It means Canada is a good place to look for oil. The prospects of success are very good.

Mr. MacLellan: When you talk about one well for every 9.3 kilometres, is that within the area where you would expect to find oil and gas? It is not across the country.

Mr. Todd: No, it is within the sedimentary basin where that is the perspective.

Let me turn for a moment to the marketing side of the equation. This slide illustrates the world demand for crude oil. It also illustrates the supply of oil. It covers a period from 1974 to about the present. We can see the world has been consuming about 60 million barrels of oil a day—

The Chairman: Producing or consuming?

Mr. Todd: Both. There is more variation in this curve than what one might expect. We can see in the mid-1970s, when prices were relatively low, that consumption was going up. This was the period of time when prices started to increase. Then we can see the consumption going down when the drastic increase in prices occurred.

We can also see the slack has been taken up by OPEC. This is the thing that really led to the pricing situation we saw last year, where the OPEC share of world production got smaller and smaller and Saudi Arabia in particular became a swing producer. They got to the point where they just would not accept that position any more, and by and large they opened up the taps, flooded the world with crude oil, and caused the price decline we had to deal with.

A major factor here was the production from what we call the "non-OPEC free world". This includes countries like Norway and Britain and so on. We see that bar getting larger and larger over the years.

[Translation]

De la même façon, dans le domaine du gaz, vous pouvez voir que nous avons 67 billions de pieds cubes de réserves de gaz au Canada. Si le taux de consommation actuel se maintient, cela représente un approvisionnement d'environ 39 ans. Les réserves classiques non prouvées viendront ajouter environ 50 années de plus. Evidemment, il existe dans les régions pionnières d'importantes ressources de gaz naturel.

Ces quantités excédentaires sont très importantes parce que ces régions n'ont pas encore été beaucoup explorées ni exploitées. Si l'on compare la situation canadienne à la situation américaine, on constate qu'au Canada on trouve un puits de forage par quelque 9,3 km². Cependant, aux Etats-Unis, on peut trouver un puits environ tous les 1,3 km². Ainsi, au Canada les activités de forage ont été plus heureuses et comme je l'ai déjà signalé, nous avons un meilleur taux production/réserves qu'aux Etats-Unis. Ainsi, il fait bon prospecter le pétrole au Canada car les chances de succès sont très bonnes.

M. MacLellan: Quand vous dites qu'on trouve un puits tous les 9,3 km², parlez-vous de la région où on s'attend à trouver du pétrole ou du gaz? Ce n'est certainement pas à l'échelle de tout le pays!

M. Todd: C'est vrai, je parle du bassin sédimentaire qui est la région où on peut trouver des gisements.

J'aimerais maintenant dire quelques mots sur la mise sur le marché. Cette diapositive représente l'offre et la demande au titre du pétrole brut. Ce tableau représente des statistiques de 1974 à tout récemment. Nous voyons que la consommation mondiale du pétrole est d'environ 60 millions de barils par jour. . .

La présidente: S'agit-il de la production ou de la consommation?

M. Todd: Des deux. Cette ligne n'est pas aussi égale qu'on pourrait s'y attendre. Comme vous pouvez le voir, au milieu des années 1970, lorsque les prix étaient plutôt faibles, la consommation a augmenté. Puis, il y a eu une hausse progressive des prix. Tout cela a été suivi par une baisse de la consommation en raison des augmentations en flèche des prix.

Vous pouvez également voir que l'OPEP a, à cette période, commencé à jouer un rôle accru. La fluctuation des prix que nous avons connue l'année dernière était attribuable à cette situation; en effet, la part de la production mondiale qui était attribuable à l'OPEP s'est amenuisée et l'Arabie Saoudite, tout particulièrement, a rajusté son tir. En effet, elle a simplement refusé d'accepter la situation et, tout compte fait, a ouvert les robinets et a inondé le monde de pétrole brut. C'est pourquoi nous avons connu une chute des prix.

Pendant cette période, un facteur important était la production de ce que nous appelons le reste du monde, pays non membres de l'OPEP. Cette catégorie regroupe, entre autres, des pays comme la Norvège et la Grande-

[Texte]

These areas are fairly mature now and their production is on the decline, so clearly within the next several years we are going to see OPEC regain its share of the world market. When that happens, of course we will fall back into the hands of the OPEC nations as far as price is concerned, and we will see prices go wherever they would like to establish them.

I have a chart that illustrates price. This is over a longer period of time than the chart I just showed you. But if you go right back to the 1930s, we can see the price of oil was virtually flat for 40 years. Then when OPEC began to realize its strength, we saw an extremely rapid increase in price. We had a significant fluctuation in the early 1980s. That built itself back up, though, in 1985. Then you can see the very sudden decrease we have had. Now we have somewhat of an increase.

If one were to think about what the price of oil really was over that period of time, you might look at it something like this. Our expectation is that OPEC will keep the price of oil in the \$18-to-\$20 range. They would like the price to be high enough to give them the sort of income they would like to have, and they would like it to be low enough so people are not motivated to turn to other sources. But of course there is a great deal of uncertainty about oil prices. We are much better off now than we were, but we still cannot be sure what is going to happen in the future.

• 1825

The Chairman: Before you remove that particular slide, Mr. Todd, we were wondering about constant dollars and inflation.

Mr. Lawrence Harris (Consultant to the Committee): What would that line look like in constant dollars?

Mr. Todd: Those are in constant dollars, and I believe they were in 1985 dollars. I think that is when we put this slide together. But I could get you some more information on that if you would like.

The Chairman: So actually you are talking about the net-back, why you are further off perhaps today?

Mr. Todd: These are prices that are equivalent to what we think of as the west Texas international price today. The main purpose for illustrating it is to show the very wild fluctuations. The price of crude oil in the world is really not a market-driven phenomenon; it is a supply-driven phenomenon.

Looking at the gas side, we expect only moderate growth in gas demand here in Canada, but in the United States we expect very substantial growth in demand for Canadian gas. I would like to point out why on this particular slide. The very top line on this chart represents

[Traduction]

Bretagne. Comme vous le voyez, le rôle de ce groupe a pris de plus en plus d'importance au fil des ans.

Ces régions ont déjà été beaucoup exploitées et la production est en baisse; il est donc évident qu'au cours des quelques prochaines années l'OPEP reprendra sa part du marché international. Lorsque cela se produira, nous nous retrouverons encore une fois à la merci de l'OPEP, en ce qui a trait à l'établissement des prix. Ces derniers seront établis en fonction de l'humeur de l'organisation.

Voici un tableau qui vous montre la fluctuation des prix. Il porte sur une période plus longue que le graphique précédent. Si l'on remonte aux années 30, nous constatons que le prix du pétrole n'a pratiquement pas changé pendant les 40 années suivantes. Puis, lorsque l'OPEP est devenue consciente de sa puissance, il y a eu une augmentation très rapide des prix. Il y a eu des fluctuations importantes au début des années 1980. Puis les prix ont recommencé à grimper en 1985. Enfin, comme vous le voyez, il y a eu une chute marquée par la suite. Maintenant, les prix augmentent légèrement.

Si l'on étudiait les prix réels du pétrole pendant cette période, on arriverait à un tableau comme celui-ci. A notre avis, l'OPEP maintiendra le prix du baril de pétrole à environ 18\$ à 20\$. Ils voudraient que les prix soient suffisamment élevés pour leur assurer le revenu qu'ils désirent, mais ils veulent qu'ils demeurent suffisamment faibles pour dissuader les consommateurs de trouver d'autres sources. Evidemment, il existe beaucoup d'incertitude à l'égard des prix du pétrole. Nous sommes dans une bien meilleure position que nous l'étions, mais nous ne pouvons quand même pas savoir ce qui se produira.

La présidente: Monsieur Todd, avant que vous n'enleviez cette diapositive, nous voudrions savoir ce qu'il advient de l'inflation et des dollars constants?

M. Lawrence Harris (conseiller du Comité): Cette courbe changerait-elle s'il s'agissait de dollars constants?

M. Todd: Il s'agit de dollars constants, et si je ne me trompe, de dollars de 1985. Je crois que c'est à cette époque que nous avons préparé cette diapositive. Si vous le désirez, je pourrais me procurer de plus amples renseignements.

La présidente: Ainsi, il s'agit donc des revenus nets et c'est ce qui explique le changement de la situation?

M. Todd: Ces prix sont équivalents à ce que nous appelons le prix international du Texas, aujourd'hui. Nous avons préparé cette diapositive pour vous montrer les grandes fluctuations. Le prix du pétrole brut par le monde n'est pas vraiment axé sur le marché mais plutôt sur l'approvisionnement.

Pour ce qui est du gaz, nous ne prévoyons qu'une légère augmentation de la demande en gaz au Canada; cependant aux États-Unis il devrait y avoir une croissance marquée de la demande en gaz canadien. Cette diapositive nous permettra de vous expliquer pourquoi. La ligne

[Text]

the demand for gas in the United States, and you can see that we expect it to be relatively flat as well. If we look at the current situation, the United States is consuming about 17 trillion cubic feet a year. This little bar at the top represents the volume that is coming from Canada, which is about 5%.

A lot of people would think that we are exporting a lot more gas than that to the United States, particularly when you hear some of the complaints from the U.S. producers, but we really occupy quite a small portion of their market.

The capability of the U.S. wells to produce is shown by the bottom line, and this is a capability that is decreasing very, very quickly. It is a capability that has been aggravated by the current down-turn in the industry, because they are virtually drilling no gas wells. A very large part of their production is coming from recently drilled wells in the Gulf of Mexico that have a very short life.

So when we get to this particular point on the curve, there will be a very rapid increase in the demand for other gas. Some of that could come from supply additions in the United States, but of course the balance has to come from Canada.

A way to illustrate the leverage we have here is to assume that there was a 5% shortfall in U.S. supply. A 5% shortfall would create a 100% increase in the demand for Canadian gas.

So there is no question that there is going to be a substantial increase in the demand for Canadian gas. What we do not know for sure is where the U.S. deliverability line and their demand line intersect. Some people think this is over here; some people think it is in the near term. The point is that there is a very substantial opportunity for Canadian gas.

Let me turn to the situation we have been experiencing in the industry for the last few years. As you mentioned, Madam Chairman, 1985 was a banner year for the oil industry. We came into the year 1985 with fairly stable prices. We predicted that the prices would be trending downward but moderately so. We were looking at promises from the government that certain taxes would be phased out; that we would see some decreases in some royalties. We were looking forward to the deregulated environment, and indeed we had a very vibrant oil industry economy at that point in time.

• 1830

These are some of the statistics that have been recorded for 1985. The revenue was \$30 billion, which I believe was an all-time high; similarly the cashflow, the capital spending. By and large, all the statistics represented records for the industry.

[Translation]

supérieure de ce schéma représente la demande en gaz aux États-Unis; vous pouvez constater que l'on ne s'attend pas à ce qu'elle augmente ou qu'elle baisse de façon marquée. Les États-Unis consomment actuellement environ 17 billions de pieds cubes de gaz par année. Cette petite ligne dans le haut représente le volume de gaz qui provient du Canada, soit environ 5 p. 100.

Beaucoup de gens pensent probablement que nous exportons plus de gaz vers les États-Unis, tout particulièrement lorsque l'on entend les plaintes des producteurs américains, cependant, le Canada ne fournit qu'une toute petite portion du gaz consommé dans ce pays.

La capacité de production des puits américains est représentée par la ligne du bas; cette capacité baisse très rapidement. Cette capacité a diminué en grande partie en raison du ralentissement actuel dans ce secteur; en effet on ne procède actuellement à pratiquement aucun forage. Une bonne partie du gaz produit dans ce pays provient de puits qui ont été récemment forés dans le golfe du Mexique; ces gisements seront épuisés sous peu.

À cet endroit de la courbe, il y aura une augmentation très rapide de la demande en gaz provenant d'autres sources. Ce gaz pourrait provenir d'autres endroits aux États-Unis, mais le reste doit évidemment provenir du Canada.

Je vais vous donner un exemple pour vous expliquer dans quelle mesure cela pourrait changer la situation au Canada; s'il y avait une insuffisance de 5 p. 100 dans l'approvisionnement américain, cela représenterait une augmentation de 100 p. 100 de la demande en gaz canadien.

Il y aura donc une augmentation marquée de la demande pour le gaz canadien. Nous ne savons cependant pas à quel moment la courbe de l'offre et celle de la demande pour les États-Unis se croiseront. Certains pensent que c'est ici, d'autres pensent que ce sera plus tôt. Le fait demeure qu'il y aura d'importantes perspectives pour les producteurs de gaz canadien.

Passons maintenant à la situation qui prévaut dans l'industrie depuis les quelques dernières années. Comme vous l'avez signalé, madame la présidente, 1985 a été une année exceptionnelle pour le secteur pétrolier. Au début de cette année-là, les prix du pétrole étaient relativement stables. Nous avons prédit que les prix continueraient à baisser lentement et progressivement. Le gouvernement avait promis de supprimer progressivement certaines taxes et d'abaisser le niveau des redevances. Nous étions impatients de voir arriver la déréglementation et en fait, l'industrie pétrolière était alors en plein essor.

Voici certaines statistiques relatives à 1985. Les recettes ont atteint 30 milliards de dollars, un record absolu; les liquidités, les dépenses d'investissement ont également battu des records.

[Texte]

Then along came 1986. These are the numbers we now have for 1986. Of course, the price of oil decreased very, very substantially. This decreased our revenue by something like 40%. The cashflow went down a similar amount. The capital spending actually turned out to be higher than we had projected when we spoke to some of you a year ago, partly because there was an awful lot of 1985 momentum that carried on into 1986 and it took a while for that to turn itself down. There was also, of course, a reaction to the various things that occurred in the industry; various things the government did that I will speak to in a moment.

But you can see that the wells that were drilled were virtually cut in half. The provincial government and, of course, the federal government felt the pinch here too, because the taxes from the oil industry were much lower than they had previously enjoyed, and the royalties were much lower as well.

The Chairman: Were the large companies affected the same way, Mr. Todd?

Mr. Todd: These statistics represent the entire oil industry, except they do not include the oil sands and the non-conventional oil. But the larger companies are impacted exactly the same way.

The Chairman: The same as, say, your IPAC members.

Mr. Todd: Yes. The difference would be, I suppose, that the larger companies, by and large, depend totally on their cashflow for their operations. The intermediate-size companies may depend on a combination of their cashflow and new equity; and small companies might normally be dependent more on new equity. In 1986 virtually no new equity was raised in the oil industry. It just simply was not available.

The Chairman: Both. Say the CPA group as well as the IPAC group.

Mr. Todd: It is my understanding that something like 2% of the total equity that was raised in the private sector last year went to the oil industry. A more conventional number, I am told, is something like 15%.

Mr. Gervais: Mr. Todd, if you were to put a 1987 projection figure, what would it look like compared to the other two years?

Mr. Todd: I will have a slide in a moment that has a 1987 projection on it.

As we have mentioned, 1985 was a very good year. In quite a detailed discussion paper that IPAC put together last year analysing the situation, we looked at all the discoveries we had in 1985, and we tried to determine that if we had the same sort of situation, discovery-wise, would we still pursue those sorts of discoveries.

This chart illustrates the distribution of the discoveries. The small discoveries are on the left and the large discoveries are on the right. Perhaps predictably, the vast majority of discoveries are small. Only a few discoveries are large. But it follows that the vast majority of wells that are drilled are drilled looking for small targets rather than

[Traduction]

Nous arrivons ensuite à 1986. Voici les chiffres dont nous disposons maintenant pour cette année. Bien entendu, le prix du pétrole a chuté et a entraîné une baisse de nos recettes d'environ 40 p. 100. Les liquidités ont été réduites dans les mêmes proportions. Les dépenses d'investissement ont finalement été supérieures à ce que nous avions prévu lorsque nous vous avons parlé il y a un an environ, surtout parce que les effets de 1985 se sont maintenus un certain temps en 1986. Il y a également eu une réaction à certaines mesures prises par le gouvernement dont je parlerai dans un instant.

Mais vous voyez que le nombre de puits forés a été réduit de moitié. Les gouvernements provincial et fédéral en ont souffert également car ils n'ont pu percevoir autant de taxes et de redevances auprès de l'industrie pétrolière.

La présidente: Les grandes sociétés ont-elles subi les mêmes effets, monsieur Todd?

M. Todd: Ces statistiques reflètent l'industrie pétrolière dans son ensemble, à l'exception des sables bitumineux et du pétrole non conventionnel. Toutefois, les grandes sociétés ont été touchées exactement de la même façon.

La présidente: Comme les membres de l'IPAC.

M. Todd: Oui. Je suppose que le différence serait que les grandes sociétés dépendent entièrement de leurs liquidités. Les sociétés intermédiaires peuvent dépendre d'une combinaison de liquidités et d'émissions d'actions; et les petites sociétés dépendent habituellement beaucoup plus du financement par action. En 1986, il n'y a presque pas eu d'émissions d'action dans l'industrie pétrolière. Il n'y avait pas preneur.

La présidente: Pour les deux. Aussi bien pour les membres de l'APC que de l'IPAC.

M. Todd: Je crois que seulement 2 p. 100 du financement par action dans le secteur privé était destiné à l'industrie pétrolière. D'habitude, c'est à peu près 15 p. 100.

M. Gervais: Monsieur Todd, si vous faisiez des prévisions pour 1987, comment se compareraient-elles aux deux autres années?

M. Todd: J'aurai justement une diapositive là-dessus dans un instant.

Comme nous l'avons déjà dit, 1985 a été une année record. Dans une analyse détaillée de la question qu'a publiée l'IPAC l'an dernier, nous nous sommes penchés sur le nombre de découvertes effectuées en 1985 et avons tenté de déterminer si ce nombre se serait maintenu dans le cas où les circonstances n'auraient pas changé.

Ce tableau illustre la répartition des découvertes. Celle de plus petites dimensions se trouve à gauche et les autres à droite. Comme on pouvait s'y attendre, la grande majorité des découvertes sont de petites dimensions. Il s'ensuit donc que la grande majorité des puits forés le sont à la recherche de petits gisements plutôt que de gisements

[Text]

large targets. The economic model that IPAC has constructed indicated that 65% of the discoveries we had drilled in 1985 would not be economic under the 1986 situation.

We did a similar thing for gas, and that number is even more alarming, because we found that 90% of the gas discoveries we had in 1985 would not be economic prospects. So accordingly, people sitting around the oil industry boardroom making decisions on exploration plays that are brought forward by their staff would generally make the decision to reject the plays rather than proceed.

• 1835

We devised a mechanism for correlating this with drilling-rig activity. We predicted that drilling-rig activity would be something like 35% of what it had been in 1985, and the actual numbers turned out to be very close to what we had predicted.

The Chairman: As far as the average rate of return for, say, the IPAC companies, 1985 versus 1986, was it a rate of return half, 60%?

Mr. Todd: I am not sure exactly what you are asking with respect to rate of return. On a given prospect basis, of course, we analyse every prospect, we establish a certain risk for that project and we know what the cost of exploring is, the cost of developing and so on. We simply make an economic decision as to whether or not we will drill. By and large, the economics for a small company are better than they are for a large company because of the royalty regime, and at that point in time the presence of PGRT, which some of the small companies were not burdened with.

Some of the reaction, if you like, to the 1985 situation and some of the recommendations that were made by IPAC... of course I have mentioned the discussion paper that was a key part of our reaction. We made representations to many levels of government and to many of you people here today. We suggested that all parties needed to play a role in addressing this problem. We suggested that our role would be to endeavour to reduce our cost, both our capital cost and our operating cost. We set a target of something like 10% and in a moment I will have a chart that shows what we really achieved.

A number of mergers took place and consolidations, some rationalization, some people actually went out of business, and that is what one would expect in this sort of circumstance.

The governments reacted quite promptly. We saw PGRT disappear sooner than the government had planned to phase out PGRT. The governments in the producing provinces reduced their royalties and established certain incentives to motivate drilling. And of course later in the year and now in effect we have the CEDIP program which motivates drilling, particularly for the small companies.

[Translation]

importants. Le modèle économique qu'a construit l'IPAC a montré que 65 p. 100 des découvertes forcées en 1985 n'auraient pas été rentables dans les conditions de 1986.

Nous avons analysé de la même façon le gaz, et ce chiffre est encore plus inquiétant, car nous avons découvert que 90 p. 100 des découvertes de gaz effectuées en 1985 n'auraient pas été viables du point de vue économique. Les membres des conseils d'administrations de l'industrie pétrolière ont eu tendance à rejeter les projets d'exploration soumis par leur personnel.

Nous avons également établi la relation avec les activités des plates-formes de forage. Nous avions prévu qu'elles tomberaient environ 35 p. 100 de ce qu'elles étaient en 1985, et nos prévisions se sont finalement vérifiées.

La présidente: Le taux de rendement de 1986 par rapport à 1985 pour les sociétés de l'IPAC a-t-il été réduit de moitié?

M. Todd: Je ne suis pas sûr de ce que vous voulez savoir précisément. Pour chaque projet, nous déterminons le risque, le coût d'exploration, le coût de mise en valeur etc. Nous décidons simplement ensuite s'il est rentable de forer ou non. De façon générale, c'est plus facilement rentable pour une petite société que pour une grande société à cause du régime de redevances et de l'existence de la TRPG à l'époque, auquel les petites sociétés n'étaient pas assujetties.

Nous avons réagi à la situation de 1985 des recommandations ont été faites par l'IPAC dans le document de travail que j'ai mentionné. Nous sommes intervenus auprès de nombreux paliers de gouvernements et de bons nombre d'entre vous. Nous avons dit que toutes les parties devaient chercher à corriger le problème de concert. Nous avons soumis que notre rôle était de tenter de réduire nos coûts, aussi bien nos coûts d'investissement et nos coûts d'exploitation. Nous nous sommes fixés une cible de 10 p. 100 et je vous présenterai dans un instant un tableau montrant les résultats que nous avons obtenus.

On a assisté à un certain nombre de fusions, à des consolidations, à une certaine rationalisation; des entreprises ont fait faillite, et c'est ce à quoi on peut s'attendre dans ces conditions.

Les gouvernements ont réagi rapidement. Le gouvernement a supprimé la TRPG plus tôt qu'il ne l'avait prévu. Les gouvernements des provinces productrices ont réduit le niveau de leurs redevances et mis en place des encouragements au forage. Et bien entendu, on a mis sur pied plus tard dans l'année le programme canadien d'encouragement à la prospection et au développement qui favorise les activités de forage surtout de la part des petites sociétés.

[Texte]

By and large, the total of the last two slides is something like \$1.5 billion. That is one of the reasons why the cashflow was better in 1986 than we projected and why the level of activity has been maintained.

On the negative side, we have seen gas prices continue to go down. We have seen some increase in provincial taxes and we have not had any decrease in the tariffs that were charged for transporting our oil and gas, which is a very significant part of our overall cost.

Here is a slide that summarizes the entire situation. We have actual history now for the first three years on the chart, 1984, 1985 and 1986, and then projections for 1987 and 1988. You can see some of the same numbers you saw in the tables. The exceptional year with respect to revenue; the next bar is operating cost and so on down the line. You can see here in 1987 that we expect operating costs will be something like \$4.5 billion as opposed to \$5.2 billion, so we will have achieved the 10% there. Royalties are significantly lower, largely because of lower price, but partly because of lower royalty levels. Of course, PGRT is gone altogether. Income tax is lower, simply because our revenue is lower. These now are the sorts of levels we are looking at in 1986; and we are projecting only moderate changes into 1987.

• 1840

Some of the reason for that gets back to the gas problem. If you look at a company that has a balanced portfolio in oil production and gas production, we have certainly gained on the oil side of the equation, because our oil prices are higher. On the gas side of the equation, however, we are substantially lower. So by and large a large company with an equal mixture of oil and gas is likely going to see fairly level revenue in 1987 over 1986, and we would project that even on into 1988. Accordingly, we are going to have lower levels of investment.

Here is our investment in 1986. We expect 1987 is going to be lower than 1986, simply because we do not have this momentum we charged into 1986 with, as a carryover from 1985. But we see some recovery back in 1988. We do not see it coming back to the levels we had in 1985, simply because we do not have the cashflow to support that level of investment.

That is a key part of our IPAC activities, because there are really only two ways we can source funds for drilling wells. The cashflow, of course, is one. As I have explained, we see that as being lower than what we would like to have it. The other source of funds for drilling activity is through equity capital. We simply are not in a position... and rarely would one go into debt or borrow money to drill high-risk exploratory wells.

One of the reasons we see activity improving very substantially right at this moment is that new equity

[Traduction]

De façon générale, les deux dernières diapositives représentent un total de 1,5 milliard de dollars. C'est une des raisons pour lesquelles les liquidités ont été meilleures en 1986 que prévu et que le niveau d'activité s'est maintenu.

Du côté négatif, le prix du gaz a continué de baisser. Les taxes provinciales ont progressé et nous n'avons connu aucune diminution des frais de transport du pétrole et du gaz, un élément important de nos frais généraux.

Voici une diapositive qui résume toute la situation. Nous avons des chiffres réels pour les trois premières années, 1984, 1985 et 1986, et des prévisions pour 1987 et 1988. On peut y retrouver en partie les mêmes chiffres que dans les tableaux. L'année exceptionnelle de recettes; la barre suivante représente les coûts d'exploitations etc. Vous voyez ici que nous nous attendons à ce que nos frais d'exploitation atteignent 4,5 milliards de dollars en 1987 par rapport à 5,2 milliards de dollars, ce qui signifie que nous aurons atteint notre cible de 10 p. 100. Les redevances ont beaucoup diminué, en partie à cause de la baisse des prix, et aussi à cause d'une diminution du niveau des redevances. Bien entendu, à TRPG a disparu tout à fait. L'impôt sur le revenu a diminué, simplement parce que nos revenus sont moindres. Voici le genre de situation qui se présente pour 1986, et nous ne prévoyons que peu de changement pour 1987.

Cela peut être attribué en partie au problème du gaz. Si le portefeuille d'une société se répartit également entre la production pétrolière et la production gazière, sa position s'est améliorée du côté du pétrole parce que les prix ont augmenté. Mais du côté du gaz, les prix ont beaucoup baissé. Donc, en général, une grande société également partagée entre le pétrole et le gaz aura probablement les mêmes revenus en 1987 qu'en 1986, et même en 1988 d'après nous. En conséquence, les niveaux d'investissement fléchiront.

Voici nos investissements 1986. Nous prévoyons un ralentissement en 1987 par rapport à 1986, pour la simple raison que les effets de 1985 se faisaient encore sentir en 1986. Mais nous prévoyons une certaine reprise en 1988. Nous ne pensons pas revenir au niveau de 1985, étant donné que nous ne disposons pas des liquidités nécessaires pour maintenir ce niveau d'investissement.

C'est un élément clé des activités de nos membres car il n'y a que deux façons de trouver des fonds pour le forage de puits. Évidemment, on peut utiliser d'une part les liquidités. Comme je l'ai expliqué, elles n'ont pas atteint le niveau que nous aurions voulu. L'autre source de fonds est le financement par actions. Nous ne sommes tout simplement pas en mesure... rare sont ceux qui emprunteraient de l'argent pour forer des puits exploratoires à risque élevé.

Une des raisons pour lesquelles il y a un tel regain d'activités pour l'instant est que de nouveaux investisseurs

[Text]

capital is being attracted into our industry. Many companies—large companies, small companies, and medium-sized companies—have been successful in attracting new equity. Some of that is because of a greatly improved attitude within the industry—of course, higher oil prices, a better fiscal or royalty regime. The prospects for gas are looking better. Our economic model would still tell us we should not drill a gas well. On the other hand, our oilman's intuition would tell us we probably should drill some gas wells. The recent NEB decision certainly encourages us to drill gas wells, because now we have the prospect of selling some of that gas.

We have always maintained the best way to ensure security of supply—and this applies to both oil and gas—is to motivate the explorers to look for it. We have this great undeveloped potential everyone is quite assured is there, but we will not know if it is there until we actually go out and drill the wells. And we simply are not motivated to drill wells unless we have the prospect of being able to produce and sell our product at a reasonable price.

The Chairman: What are you using to raise your equity here? Are you zeroing in on the flow-through, or are you looking at common, preferred? Or perhaps you want to deal with that later, Mr. Todd?

Mr. Todd: We could do that, if you like. I have just one more slide I would like to show you.

This shows the utilization of drilling systems for the last couple of years in western Canada. We can see the very high utilization we had in 1985. This is the total number of rigs available. We can see how drastically it declined.

• 1845

Some of these humps and bumps are caused by things we really do not like in our business: various incentive programs that last for a set period of time; they apply in certain areas. Last Christmas, for example, we found ourselves scrambling in our industry to spud wells before certain provincial incentives expired. This is really quite an unhealthy situation. I think everyone would rather see a stable but lower level of drilling activity than a level of activity that fluctuates between some high level and some low level but still has the same sort of an average.

Mr. MacLellan: What is the break-even percentage on rig utilization?

Mr. Todd: That is a question that of course needs to be addressed by the drilling contractors and not IPAC; but generally we hear the service companies talking in terms of 65% utilization, that 50% utilization is not a healthy situation and down in the 30s and 40s indeed is a great problem.

We can see this encouraging trend that is developing now. We have about 300 drilling rigs working in western Canada at present. This compares to a low that was down in the 100 range. That was the low point we reached.

[Translation]

sont attirés dans notre industrie. Bien des sociétés petites et moyennes et grandes ont réussi à attirer de nouveaux investisseurs. Cette situation découle en partie de la meilleure attitude de l'industrie ainsi bien entendu de la hausse des prix du pétrole et d'un meilleur régime fiscal. L'avenir semble également plus prometteur pour le gaz. Notre modèle économique nous déconseillerait encore de forer un puits de gaz. Par ailleurs, notre intuition de prospecteur nous dit que nous devrions probablement en forer quelques uns. La décision récente de l'ONE nous y encourage certainement, parce que nous pouvons maintenant envisager de vendre ce gaz.

Nous avons toujours maintenu que la meilleure façon d'assurer la sécurité des approvisionnements—aussi bien pour le pétrole que pour le gaz—était de favoriser la prospection. Nous avons un grand potentiel dont tout le monde est à peu près certain, mais nous ne pouvons pas en être absolument sûr avant de forer. Et nous ne sommes simplement pas encouragés à forer des puits à moins de pouvoir par la suite les mettre en valeur et vendre notre production à un prix raisonnable.

La présidente: Comment obtenez-vous ce financement? Émettez-vous surtout des actions accréditives, ou des actions ordinaires et privilégiées? Ou vous voudriez parler plus tard, monsieur Todd?

M. Todd: Oui, si vous le voulez bien. Il me reste une diapositive à vous montrer.

On voit ici l'utilisation des équipements de forage au cours des deux dernières années dans l'ouest du Canada. On peut constater le taux extrêmement élevé en 1985. Voici le total des plates-formes disponibles. On constate qu'il a considérablement diminué.

Certaines de ces fluctuations peuvent être attribuées à ce qui nous déplaît dans notre secteur: Des programmes d'encouragement qui durent un certain temps et ne visent que des régions données. Noël dernier, par exemple, les membres de notre industrie s'activaient à forer des puits avant que certains encouragements provinciaux ne viennent à échéance. C'est une situation néfaste en fait. Je crois que tout le monde préférerait un niveau d'activité de forage moindre mais plus stable à ces fluctuations extrêmes qui donnent finalement le même niveau en moyenne.

M. MacLellan: Quel est le seuil de rentabilité pour utilisation d'une plate-forme?

M. Todd: Ce sont les propriétaires de ces plate-formes qui peuvent répondre le mieux à cette question et non l'IPAC. Mais de façon générale, les compagnies de service nous disent qu'un taux d'utilisation de 65 % p. 100 est nécessaire, qu'un taux de 50 p. 100 est malsain et que des taux de 30 et 40 p. 100 posent de graves problèmes.

Nous voyons maintenant se dessiner une tendance encourageante. Environ 300 plate-formes de forage sont en service actuellement dans l'ouest du Canada. Ce chiffre se compare à un creux d'environ 100. C'était le creux de

[Texte]

Some people think we are going to see utilizations much, much higher than this during the next three or four months, and then perhaps some levelling off. A key in the longer period, of course, is going to tie back to our ability to raise equity within the industry, because we really do not think the cashflow is going to get much better than what it already is. In fact, it could even get worse, depending on the direction gas prices take.

The Chairman: Would it be possible for the committee to have a copy of your slides?

Mr. Todd: Indeed, we can provide a copy of the slides. Some of them are included in the more detailed discussion paper, but not quite all of them.

In conclusion, I would like to say again that we have terrific natural resource potential in our country. There is no question about there being great volumes of oil and gas available throughout the country. We have the technology to find these. We have the technology to develop and produce them, even those in the oil sands and in the frontier areas. We are a more efficient business than we were a few years ago. That might be looked at as one of the advantages, if there are any, of some of the pain we have had to go through.

Oil price stability? Who knows? We are optimistic. OPEC has been able to hold the line for the last several months. It has been perhaps a little shakier than we would like in the last couple of weeks, but by and large reason would tell you that they would like to keep the price in the general range we are in right now. The market potential is excellent for oil. We can always sell as much oil as we can produce providing we meet the world oil prices.

Gas continues to be a significant problem here, but in the longer term—and the longer term may be two years down the road—the market potential is excellent.

The investment environment is largely dependent on the policy and the fiscal regime we find within the governments. Over the years we have dealt with very high royalties and very high taxes in our business, with controlled prices, and by and large our investment return was very limited. One of the reasons why our oil industry was endorsing deregulation of both oil and gas is that we wanted to get out from under the extensive government involvement in our business and get into a situation where we could work with the ups and the downs in the marketplace ourselves. We are expecting the investment potential is indeed going to be very good in our business in the next several years.

• 1850

The Chairman: Thank you very much, Mr. Todd.

As for the stabilization of oil prices, I do not think we can do very much about that. But we certainly do recognize your problems with the peaks and valleys. I guess what this committee is extremely interested in is where you are today and where you are going to be tomorrow. Of course the tax regime, the fiscal regime the

[Traduction]

la vague. D'aucun pense que des taux d'utilisation vont être beaucoup plus élevés pendant les trois ou quatre prochains mois, et qu'ils se stabiliseront ensuite. À longs termes, tout dépend de notre aptitude à attirer les investissements car nous ne pensons pas que notre marge d'autofinancement s'améliorera beaucoup. En fait, elle pourrait même empirer suivant la tendance des prix du gaz.

La présidente: Le Comité pourrait-il avoir une copie de vos diapositives?

M. Todd: Certainement. Certaines d'entre elles sont incluses dans notre document de travail, mais pas toutes.

En conclusion, je voudrais dire que le potentiel de nos ressources naturelles est énorme. Il est sûr que des volumes importants de pétrole et de gaz se trouvent dans tout le pays. Nous avons la technologie nécessaire pour découvrir ces gisements. Nous avons aussi la technologie pour les mettre en valeur et en production, même ceux des sables bitumineux et des régions frontalières. Notre industrie est plus efficace qu'il y a quelques années. C'est peut-être un des bons côtés des épreuves que nous avons traversées.

La stabilité du prix du pétrole? Qui sait? Nous sommes optimistes. L'OPEP a réussi à le maintenir stable depuis plusieurs mois. La situation s'est un peu détériorée depuis quelques semaines, mais en toute logique ils voudront maintenir le prix dans sa fourchette actuelle. Le potentiel du marché est excellent pour le pétrole. Nous pouvons toujours vendre autant de pétrole que nous pouvons produire pourvu que nous offrons le prix mondial.

Le gaz continue d'être un problème important, mais à plus long terme—dans deux ans peut-être—le potentiel est excellent.

La reprise des investissements dépend dans une grande mesure de la politique et du régime fiscal des gouvernements. Pendant des années, le niveau des redevances et des taxes ont été très élevés dans notre secteur, alors que les prix étaient contrôlés, et c'est pourquoi le rendement des investissements était très restreint. Notre industrie était en partie favorable à la déréglementation des secteurs du pétrole et du gaz parce qu'elle souhaitait se libérer de l'intervention massive des gouvernements dans ses affaires et faire face elle-même aux fluctuations du marché. Nous nous attendons à ce que le climat d'investissement dans notre secteur soit très positif au cours des prochaines années.

La présidente: Merci beaucoup monsieur Todd.

Nous ne pouvons rien faire quant à la stabilisation du prix du pétrole, mais nous reconnaissons certainement les problèmes que vous posez les fluctuations. Je crois que ce qui intéresse surtout le Comité est une description de votre situation actuelle et de ce que vous réserve l'avenir. Évidemment, le régime fiscal du gouvernement est

[Text]

government sets out, is extremely important. Perhaps that is really what we want to get down to, to see just where the petroleum industry is going.

Mr. MacLellan: I want to get into the tax situation. I am just trying to follow up what you said, Madam Chair, about where we go from here. What is it that IPAC sees as the desirable, to use the American term, "level playing field", as far as the oil and gas industry is concerned, to give us the stability and sense of fairness IPAC would expect vis-à-vis governments and their taxation and their role in general?

Mr. Jock Poyen (Acting Executive Director, Independent Petroleum Association of Canada): Perhaps I can help, Mr. MacLellan. Madam Chairman referred earlier to what types of financing and things are available to us in this particular environment, and I think quite appropriately she identified several financing vehicles in today's environment, any or each of which might be used by a company, depending on the then current economic environment or fiscal regime. We have participated for several years now in the process leading to tax reform, and this will be the new environment we will find ourselves in.

I think we can conclude that after the June 18 white paper, from IPAC's standpoint we were generally pleased the tax reform white paper recognized the high-risk and high-cost nature of the industry. However, upon closer examination, I think we have identified several concerns we might raise on that subject, and most particularly in the area of financing, which I think has been asked about by the committee.

We had a fundamental concern with financing. The financing assumptions that have been made in the white paper on financing seem to suggest the government or the policy would like us to go down the road of either debt financing or common-share equity financing. I think Mr. Todd identified in his opening statement the inappropriateness of debt financing for exploration activities, and I think that has been demonstrated very clearly over the last few years. The other point is that we need new equity capital in considerable quantities, and it is not always available through any one vehicle. In short, the industry requires a range of avenues to pursue in financing.

Along that line, we believe with tax reform the opportunities to participate in some of the more recent types of financing, be they flow-through shares or preferred share financing, for this industry are no longer going to be available, with tax reform.

Mr. Ron Sirkis (Tax Committee, Independent Petroleum Association of Canada): We have traditionally relied upon common share issues, convertible preferred share issues, and flow-through share issues to provide the non-debt finance side of the resource sector.

[Translation]

extrêmement important à cet égard. C'est peut-être ce qui nous intéresse d'abord et avant tout, le chemin qu'emprunte l'industrie pétrolière.

M. MacLellan: Je voudrais parler du régime fiscal. Je continue dans la même veine que vous, madame la présidente, quant à l'orientation à prendre à partir de maintenant. D'après l'IPAC, quelles règles du jeu seraient souhaitables dans le secteur du pétrole et du gaz pour arriver à la stabilité et à une certaine justice de la part des gouvernements envers l'IPAC?

M. Jock Poyen (directeur exécutif suppléant, Independent Petroleum Association of Canada): Je pourrais peut-être vous aider monsieur MacLellan. M^{me} la présidente a parlé plus tôt des types de financement et de mécanismes qui étaient à notre disposition dans cet environnement, et elle en a identifié quelques-uns de façon tout à fait appropriée, et qui peuvent être utilisés en partie ou en totalité par une société selon le climat économique ou le régime fiscal du moment. Depuis plusieurs années, nous participons au processus menant à la réforme fiscale, et c'est elle qui décidera du nouvel environnement.

Nous pouvons conclure qu'après le Livre blanc du 18 juin, l'IPAC était heureuse que la réforme fiscale reconnaisse les risques et les coûts élevés inhérents à notre industrie. Toutefois, après l'avoir consulté de plus près, nous avons identifié plusieurs préoccupations à ce sujet et plus particulièrement dans le domaine du financement dont le Comité nous a parlé.

Nous avons une préoccupation fondamentale à l'égard du financement. Les hypothèses utilisées dans le Livre blanc à cet égard semblent laisser entendre que le gouvernement souhaite que nous nous tournions vers le financement par emprunt ou par action ordinaire. Dans sa déclaration liminaire, M. Todd a expliqué que le financement par emprunt ne pouvait servir aux activités d'exploration et je crois que la preuve en a été donnée clairement au cours des dernières années. D'autre part, nous avons besoin d'énormes quantités de nouveaux capitaux qu'il n'est pas toujours possible d'aller chercher quel que soit l'instrument. Bref, l'industrie a besoin de diverses sources de financement.

De même, nous estimons qu'avec la réforme fiscale, l'industrie ne pourra plus profiter des nouveaux types de financement, comme les actions accréditives ou les actions privilégiées.

M. Ron Sirkis (Comité de la fiscalité, Independent Petroleum Association of Canada): Nous avons depuis toujours compté sur l'émission d'actions ordinaires, sur l'émission d'actions privilégiées convertibles, et sur l'émission d'actions accréditives pour favoriser le financement par action du secteur des ressources.

[Texte]

The flow-through share arrangements were assisted by the utilization of CEDIP grants and by the capital gains exemptions. And so for the early part of this year there was a fair degree of activity with respect to flow-through share arrangements. That activity has slowed down substantially as a result of the proposals in tax reform which effectively have eliminated the capital gains exemption for flow-through shareholders and have brought forward a system which essentially is one of double taxation for people who invest in flow-through shares.

The double taxation, without getting into the details, results from the combination of the levels of tax for the company which issues the shares and the investor who takes the deduction and then disposes of the shares. In fact, the range of return to an investor, if you hold things constant other than the tax reform, has shifted on numbers which are held constant from, say, a return of 37¢ on a \$1 investment to a negative return of 10¢ on the same investment. So the shift has been fairly dramatic. We believe it has effectively eliminated the use of flow-through shares as a vehicle for investment, at least following tax reform.

Additionally, at different periods of time, rather than using common equity, there has been a utilization of convertible preferred shares through flow-through arrangements, or simply preferred shares to flow-through arrangements. Those as well have been substantially eliminated through tax reform. New definitions to the meaning of flow-through shares have effectively eliminated many preferred shares, and the changes in tax reform with respect to dividends on preferred shares have effectively introduced a new level of tax for the issuer who pays a dividend on the preferred stock.

From the perspective of a potential issuer of flow-through shares, the numbers have changed so dramatically that the premium that would have to be offered to an investor to make up the difference between the return of 37¢, say, and negative 10¢ is too much. It would essentially mean that the equity would have to be put out at less than its trading value. Obviously that will, as you can imagine, eliminate the use of the measure.

With respect to other forms of equity, common equity essentially is more price sensitive and industry sensitive and less tax sensitive than the other forms of equity.

The use of convertible preferred shares has also been curtailed by the tax reform as a result of the special taxes which will be levied on dividend payments. The industry, I think, where possible has made use of convertible preferred shares. For many companies in IPAC, people would realize that buying a preferred share is, in terms of risk capital, almost similar to buying a common share within the enterprise—that essentially the capital is at risk—and the preference as to return of capital is not

[Traduction]

Les arrangements relatifs aux actions accréditives ont été facilités par l'utilisation de subventions au titre du Programme canadien d'encouragement à la prospection et au développement et par l'exemption des gains en capital. Donc, la première partie de cette année a connu passablement d'activité au niveau des ententes relatives aux actions accréditives. Ces activités ont considérablement ralenti à la suite des propositions de réforme fiscale qui ont, à toutes fins utiles, éliminé l'exemption des gains en capital pour les propriétaires d'actions accréditives et ont créé un système de double imposition pour ces investisseurs.

Sans entrer dans les détails, la double imposition découle de la combinaison des niveaux d'imposition de la compagnie émettrice et de l'investisseur qui réclame la déduction, puis qui revend les actions. En fait, si la situation demeure constante, sans tenir compte de la réforme fiscale, le taux de rendement a chuté d'un profit de 0,37\$ au dollar à une perte de 0,10\$ au dollar, soit une chute plutôt dramatique. A notre avis, cet état de chose aura contribué à éliminer l'utilisation des actions accréditives comme moyen d'investissement, du moins après la réforme fiscale.

De plus, à différentes périodes, plutôt que de faire appel à des actions ordinaires, les investisseurs préféraient des actions privilégiées convertibles acquises par des ententes d'actions accréditives, ou simplement préféraient acheter des actions privilégiées à des actions accréditives. Encore une fois, cette possibilité a été à peu près éliminée par la réforme fiscale. Les nouvelles définitions des actions accréditives ont éliminé bon nombre d'actions privilégiées, et la réforme fiscale touchant les dividendes versés sur les actions privilégiées ont créé un nouveau niveau d'imposition pour la société émettrice qui doit verser ces dividendes.

Du point de vue de l'émetteur éventuel d'actions accréditives, les chiffres ont changé de façon si marquée que la prime qu'il faudrait offrir à l'investisseur pour combler la différence entre le profit de 0,37\$ et la perte de 0,10\$ serait trop élevée. Il faudrait, en fait, émettre les actions à un prix inférieur à leur valeur ce qui, de toute évidence, n'incitera personne à utiliser cette mesure.

Quant aux autres types de valeurs, les actions ordinaires sont généralement plus sensibles aux fluctuations de prix et du secteur, qu'aux fluctuations de l'impôt que les autres genres d'actions.

La réforme fiscale a également contribué à restreindre l'utilisation des actions privilégiées convertibles à cause des taxes spéciales qui seront imposées aux paiements de dividendes. Je crois que le secteur s'est efforcé dans la mesure du possible d'utiliser les actions privilégiées convertibles. Dans le cas de la plupart des compagnies membres de l'IPAC, les actionnaires savent qu'en terme de capital à risque, l'achat d'une action privilégiée est semblable à l'achat d'une action ordinaire au sein de

[Text]

substantially different than that of a common-share holder.

Essentially what the people who buy convertible shares are looking for is a sweetener—some sort of rate of return on their investment up front—and then a conversion at some point in time when the trading value of the common equity has moved up. The sweetener is now much more expensive for the industry, because each dividend now will be charged with an extra tax of about 40%.

I think to a large degree that has meant these companies are caught up in a much larger battle, and the battle there is one that Finance has with companies that have made excessive use of preferred share quasi-debt financings which are always intended to be secured as debt. These sorts of financings the energy companies are using are essentially common equity issues with sweeteners.

• 1900

I think to answer your question, the use of common shares remains, but the use of flow-through shares and preferred shares, particularly convertible preferred shares, has been hampered by the tax reform.

Mr. Gagnon: Thank you, gentlemen, for appearing. To follow up on Mr. MacLellan's questioning, do you have any indication of what was raised on flow-through shares last year and what you expect this year? From what Mr. Sirkis says, I take it there will be next to nothing next year. Do you have a history of where we were?

Mr. Sirkis: I do not know those numbers, but I have been told by the Department of Finance that the amounts raised this year are substantially higher than last year based on the year to date. The reason the Department of Finance is aware of it is that as of, I guess February, a rule was introduced that a filing had to be made with Revenue Canada indicating the level or the amount of funds to be raised through a flow-through offering. So they have a handle on the 1987 numbers currently, on a monthly basis, and they had indicated when we saw them earlier today that the numbers were substantially higher this year. That would have been a result of the increased conditions for oil and gas prices and the CEDIP grants. I think that is essentially what has driven those this year.

Mr. Gagnon: Do you have a recommendation to forward on handling these problems?

Mr. Sirkis: Yes. There is a paper we have prepared which indicates the range of incidence of cost to an investor who invests a dollar and our recommendation is contained in that paper. The recommendation is that the cost of the flow-through share be treated as the cost to the

[Translation]

l'entreprise—c'est-à-dire que le capital est en risque—et que le rendement n'est pas considérablement supérieur à celui d'une action ordinaire.

Généralement, les acheteurs d'actions convertibles recherchent un incitatif—un rendement direct—puis une conversion à un moment donné, lorsque la valeur de l'action ordinaire augmente. Maintenant cet incitatif devient beaucoup plus coûteux pour le secteur, car chaque dividende entraîne une taxe additionnelle de près de 40 p. 100.

Dans une grande mesure, cela signifie que les compagnies sont aux prises avec un problème beaucoup plus important, car le ministère des Finances s'en prend aux sociétés qui abusent des financements par émission d'actions privilégiées qui sont assimilables aux financements par emprunt puisque ces actions sont garanties. Les compagnies pétrolières utilisent généralement l'émission d'actions ordinaires avec des incitatifs.

Pour répondre à votre question, je dirai que l'utilisation d'actions ordinaires demeure, mais la réforme fiscale a nuï à l'utilisation d'actions accréditives et d'actions privilégiées, particulièrement les actions privilégiées convertibles.

M. Gagnon: Messieurs, je vous remercie de votre comparaison. Pour poursuivre la discussion lancée par M. MacLellan, avez-vous des statistiques sur les profits réalisés par les actions accréditives l'an dernier et sur vos prévisions pour cette année? D'après ce que dit M. Sirkis, j'en déduis que l'an prochain vous n'aurez à peu près rien. Pouvez-vous nous en faire une ventilation depuis le début.

M. Sirkis: Je ne connais pas les chiffres, mais le ministère des Finances m'a fait savoir que les sommes recueillies cette année sont considérablement supérieures à l'an dernier d'après les calculs jusqu'ici. Le ministère des Finances est au courant de la situation car depuis février dernier, je crois, il est obligatoire de déposer un rapport auprès de Revenu Canada indiquant le montant des fonds que l'on espère recueillir par l'émission d'actions accréditives. Le ministère est donc au courant des statistiques mensuelles pour 1987, et lorsque nous avons rencontré les fonctionnaires ce matin, ils nous ont dit que les chiffres étaient considérablement plus élevés cette année. Ce serait apparemment dû à l'augmentation des prix du pétrole et du gaz et des subventions aux titres du Programme canadien d'encouragement à la prospection et au développement.

M. Gagnon: Avez-vous quelque chose à nous proposer pour régler ces problèmes?

M. Sirkis: Oui. Voici un document que nous avons préparé sur les coûts pour quelqu'un qui investit un dollar. Nos recommandations se trouvent dans ce document. Nous recommandons en fait que le coût de l'action accréditive soit considéré comme étant le coût

[Texte]

investor. In other words, under the current regime and for many years the Income Tax Act had a provision that treated the cost of a flow-through share as nil. We are recommending that the cost of the share be treated as the amount paid for the share. That gets us to not nearly where we were before, even ignoring CEDIP grants, but as you will see from the proposal, if you would like to have a copy, it gets an investor back to a 13¢ rate of return as opposed to a 37¢ rate of return on an investment.

It certainly does not go all the way, but it goes sufficiently far, I think, to make it economic for companies to price their equity such that the amount they receive for the deductions they forgo is economic.

Mr. Gagnon: What you are saying is you are not touching tax reform as such here, you are talking about something in the existing act as to how you handle something.

Mr. Sirkis: I think the decision was made that many of the provisions of tax reform have a much wider impact than for these flow-through shares. I think it is fair to say we believe the flow-through share, the results, the harmful effect on flow-through shares, is almost accidental and that the department did not intend this result to obtain. To address the matter entirely goes to the heart of tax reform and we are not proposing to do that because we realize there are other issues which will fall from that.

What we have proposed is a fairly simple amendment. It stays clearly away from tax reform. It would require technically an elimination of a short three or four-sentence provision of the Income Tax Act which currently says that it deems the cost of a flow-through share to be nil. The elimination of that would allow us, we feel, to issue the flow-through shares at a sufficient premium.

• 1905

Mr. Gagnon: Have you presented your recommendations to the Finance and Economic Affairs committee, which is studying it, or to the Minister of Finance?

Mr. Poyen: On August 18 we made a submission on the white paper to the respective committee studying the impacts of the White Paper on Tax Reform. As well, we have made a direct representation of the same paper to the Department of Finance and have visited with the department on those matters.

Mr. Gagnon: You mentioned that there was no reduction in the cost of transportation. Do you have any ideas how that particular avenue could be addressed; how we could move the hydrocarbons out of the western sedimentary basin and into the producing basins at less cost? Is there any proposal as to how the cost recovery of

[Traduction]

pour l'investisseur. En d'autres termes, depuis bien des années, la Loi de l'impôt sur le revenu renferme une disposition en vertu de laquelle le coût de l'action accréditive est considéré comme nul. Nous recommandons que le coût de l'action soit considéré comme étant le montant à payer pour l'action. Cela ne nous ramène pas au niveau où nous étions auparavant, loin de là, même en ne tenant pas compte des subventions aux titres du PCEPD, mais comme vous le verrez dans notre proposition, si vous en désirez une copie, l'investisseur peut ainsi avoir un taux de rendement de 13 p. 100 par opposition à un taux de 37 p. 100.

Ca ne règle certainement pas tout le problème mais cela améliore suffisamment les choses pour qu'il devienne rentable pour les compagnies de fixer le prix de leurs actions à un niveau tel que les déductions obtenues leur soient avantageuses.

M. Gagnon: En d'autres termes, vous ne touchez pas à la réforme fiscale même; vous parlez plutôt de modifier quelque chose dans la loi existante pour régler un problème.

M. Sirkis: Je crois qu'il a été décidé qu'un grand nombre des éléments de la réforme fiscale ont des répercussions beaucoup plus importantes que pour les actions accréditives. Il ne serait pas faux de dire que l'effet négatif des actions accréditives est presque accessoire et que ce n'était pas là l'objectif du ministère. Pour régler le problème complètement, il faudrait aller au coeur de la réforme fiscale, chose que nous n'avons pas l'intention de faire car nous savons que d'autres questions en ressortiront.

Au lieu, nous avons proposé un amendement assez simple. Cela n'a rien à voir avec la réforme fiscale. Techniquement, cet amendement éliminerait une disposition de trois ou quatre phrases de la Loi de l'impôt sur le revenu qui stipulent que le coût d'une action accréditive est présumé nul. L'élimination de cette disposition nous permettrait d'émettre des actions accréditives à un prix adéquat.

M. Gagnon: Avez-vous présenté vos recommandations au Comité des finances et des affaires économiques, qui étudie la question, ou encore au ministre des Finances?

M. Poyen: Le 18 août dernier, nous avons présenté un mémoire chargé d'étudier les répercussions du Livre blanc sur la réforme fiscale. Nous avons également fait part de nos idées sur le même document directement au ministère des Finances que nous avons visité pour en discuter.

M. Gagnon: Vous avez mentionné qu'il n'y avait aucune réduction des frais de transport. Avez-vous décidé de la façon de régler ce problème particulier; de la façon de sortir les hydrocarbures du bassin sédimentaire de l'Ouest pour les amener dans les bassins de production à un coût inférieur? Avez-vous une proposition à faire sur

[Text]

TransCanada Pipelines and those sorts of systems could be addressed?

Mr. Todd: We really do not have any firm proposals in that regard. IPAC has played an active role in toll hearings; last year with TransCanada and at various times as these tolls are reviewed. We have argued that the rate of return on investments should be lower. The National Energy Board did lower that somewhat, but by and large the net effect has been more of a holding of the line, if you like, of tariffs as opposed to any reduction in tariffs.

It is a difficult situation to take on, because we are dealing with regulated utilities and there are certain guidelines and rules under which they all work. Undoubtedly, they conform with all of those rules and guidelines. Notwithstanding that, somehow we have been able to reduce our costs, when we really had to, and we have not seen that same sort of flexibility on the part of the utilities.

The Chairman: Mr. Sirkis, were you referring to the paper of September 14, 1987?

Mr. Sirkis: Yes.

The Chairman: Perhaps you could to turn to the first page under number 2: "after tax costs of share to investor". In 1987 it costs \$1. In 1988 it costs \$1. The tax saving in 1987 is 51¢ versus 43.5¢. Could you explain whether this has to do with the capital gains at 50% versus 66%?

Mr. Sirkis: No, this really only deals with the reduction in tax rates—

The Chairman: Oh, okay.

Mr. Sirkis: —which would make any tax deduction less valuable after tax reform than before.

The capital gains exemption differential would be found under paragraph 3, under (e), tax payable is nil. There is a capital gain in line (c) of 70¢ and tax payable is shown as nil, because of the capital gains exemption.

The Chairman: I see.

Mr. Sirkis: And then when you move across that, you pick up 20¢ and 23¢. That is the capital gains tax, as it matures from 50% to 66 2/3% and 75% inclusion in income.

The Chairman: Then you are directing your remarks at two things: how capital gains will be treated and exploration expenses.

Mr. Sirkis: Essentially, it is how capital gains are now taxed at a higher rate and the differential in tax rates.

Mr. John Thomson (Chairman, Independent Petroleum Association of Canada Tax Committee): I would like to emphasize that this particular document is

[Translation]

la façon d'assurer le recouvrement des coûts de la TransCanada Pipelines et de ce genre de systèmes?

M. Todd: Nous n'avons aucune proposition ferme à cet égard. L'IPAC a joué un rôle important dans les audiences sur les tarifs, l'an dernier avec TransCanada, et aux diverses périodes où ces tarifs étaient revus. Nous avons soutenu que le taux de rendement des placements devrait être inférieur. L'Office national de l'énergie les a effectivement baissés quelque peu, mais en général cela s'est traduit par un maintien de la situation, plutôt que par une réduction des tarifs.

C'est une situation assez difficile, car c'est un service réglementé et qui est assujéti à certaines règles et directives. Manifestement, le secteur s'y conforme parfaitement. Néanmoins, lorsque la chose était vraiment nécessaire, nous avons réussi à réduire nos coûts, mais nous n'avons pas vu le même genre de souplesse chez les services publics.

La présidente: Monsieur Sirkis, parliez-vous du document du 14 septembre 1987?

M. Sirkis: Oui.

La présidente: Si vous voulez bien, tournez à la première page, au numéro 2, sous la rubrique «Coûts des actions après impôt pour l'investisseur». En 1987, l'action coûte un dollar. En 1988, elle coûte un dollar. L'économie en impôt pour 1987 est de 51 cents par opposition à 43,5 cents. Pouvez-vous nous dire si cela a quelque chose à voir avec l'exemption des gains à capital à 50 p. 100 par opposition à 66 p. 100?

M. Sirkis: Non, cela découle de la réduction des taux d'imposition. . .

La présidente: Ah, je vois.

M. Sirkis: . . . qui fait en sorte que toute déduction d'impôt devient moins importante après la réforme.

La différence dans l'exemption des gains en capital se trouve au paragraphe 3, alinéa e), où l'on dit qu'il n'y a aucun impôt à payer. À la ligne c), il y a un gain en capital de 70 cents, et l'impôt payable est nul, à cause de l'exemption des gains en capital.

La présidente: Je vois.

M. Sirkis: Puis, un peu plus loin, on reprend 20 cents, puis 23 cents. Il s'agit de la taxe pour gains en capital, qui passe de 50 p. 100 à 66 2/3 p. 100, puis à 75 p. 100.

La présidente: En fait, vous parlez de deux choses: le traitement des gains en capital et les dépenses de prospection.

M. Sirkis: Je parlais essentiellement du fait que les gains en capital sont actuellement imposés à un taux supérieur et de la différence des taux d'imposition.

M. John Thomson (président, Comité de la fiscalité, Independent Petroleum Association of Canada): Je tiens à signaler que le document en question présente quelques

[Texte]

illustrative only as to its assumptions and in particular, with respect to the premium, that the issuer is able to extract, on the issuance of the share versus the market value, the date of the issuance. This particular one works with a premium in the neighbourhood of 43%. But it would not matter what the premium was. In fact, the same results would show in relative measure, depending upon the premium issued. The point is simply that flow-through shares as tax reform, as now proposed, are totally uneconomic and no issuer will ever use them.

• 1910

Mr. Porter: You mention flow-through shares and suggest that the only cost to the government is the acceleration in the use of productions by taxable investors. Is this something you can put a handle on? Are we talking about dollars, percentages, delays in time? Has the Finance department indicated to you at all what they feel would be associated with that?

Mr. Poyen: We have no indications from the Department of Finance as to what that may cost in absolute dollars, and I do not know what studies they may have done to try to quantify that.

The statement there relates to the technicalities or the way the treatment of these matters take place, that the loss to government is non-existent in that it would only be a delay mechanism.

Mr. Porter: IPAC submits that junior and mid-size resource corporations' ability to finance resource activities through the issuance of flow-through shares is essential. Should that not occur, would you think there is an advantage for major companies, and would it tend to lead to take-overs of the smaller and junior firms if that situation were to exist?

Mr. Thomson: I am not certain one could get to the conclusion that it would lead to take-overs. It certainly will restrict the ability—

Mr. Porter: The juniors, you are suggesting, are going to be affected much more.

Mr. Thomson: The juniors will be affected in that their ability to raise capital will simply be impaired and therefore their ability to compete will certainly be restricted. The major companies already have ready access to capital and various forms of it, and certainly they are not going to be restricted on the preferred share financing. The flow-through share market means nothing to them. It is not something they would use.

There are lots of advantages and disadvantages of being large and small, but in point of fact the life-blood of the junior segment of the industry simply is capital. We must have access to it, and we need various forms of capital available to us to be effective.

[Traduction]

hypothèses dont l'une en particulier, concernant la prime, voulant que l'émetteur puisse entreprendre les travaux à la date de l'émission de l'action dont la valeur est la même que celle du marché. Cette hypothèse part du principe que la prime est fixée aux environs de 43 p. 100. Mais la valeur de la prime n'a aucune importance. En fait, on obtiendrait les mêmes résultats proportionnellement, selon le scénario. L'important est tout simplement de comprendre que dans le contexte de la réforme fiscale proposée, les actions accréditives ne sont absolument pas rentables et qu'aucun émetteur ne s'en servira.

M. Porter: Vous avez parlé des actions accréditives et avez dit qu'il en coûterait peut-être un peu plus au gouvernement, simplement parce que les investisseurs impossibles réclameraient les déductions plus tôt. Pouvez-vous nous en dire plus long? S'agit-il de dollars, de pourcentage, de retard? Est-ce que les représentants du ministère des Finances vous ont dit ce qu'ils en pensaient?

M. Poyen: Les représentants du ministère ne nous ont pas dit ce que cela pourrait coûter en dollars absolus, et nous ne savons pas d'ailleurs s'ils ont procédé à des études là-dessus.

Ce commentaire porte sur les aspects techniques ou sur la façon dont ces questions sont traitées; ainsi, le gouvernement n'aurait pas de pertes réelles puisque il s'agirait simplement de report.

M. Porter: L'IPAC soutient qu'il est essentiel que les petites et moyennes sociétés du secteur des ressources soient en mesure de financer leurs activités grâce à l'émission d'actions accréditives. Si ce n'était pas possible, est-ce que cela serait un avantage pour les grosses sociétés? Est-ce que dans ces circonstances ces dernières pourraient décider d'acquiescer les petites et les moyennes entreprises?

M. Thomson: Je ne sais pas si l'on pourrait conclure qu'il y aurait automatiquement prise de contrôle. Évidemment cela limiterait l'aptitude. . .

M. Porter: Vous dites que les victimes seraient les petites sociétés.

M. Thomson: Les petites sociétés seront plus particulièrement touchées puisque elles n'auront pas la même possibilité de mobiliser des capitaux; ainsi, leur aptitude à livrer concurrence s'en trouvera automatiquement diminuée. Les sociétés importantes ont déjà accès à des capitaux, à diverses formes de capitaux; elles pourront sans aucun problème financer leurs activités grâce à l'émission d'actions privilégiées. Pour elles, le marché d'actions accréditives n'existe pas. Elles ne s'en servent pas.

Qu'il s'agisse d'une grosse ou d'une petite société, il y a toutes sortes d'avantages et de désavantages; les capitaux représentent l'élément vital des petites sociétés. Nous devons y avoir accès, et de fait nous devons avoir accès à toutes sortes de capitaux pour être efficaces.

[Text]

Mr. Poyen: It is important to note that the use of a flow-through share mechanism is only beneficial if the issuing company is non-taxable and is able to flow through its tax deductions to the investor. That is where the phrase comes from. A fully taxable company or a company with tax would find it more beneficial to use the tax deduction itself.

Most small independent Canadian companies are in the position of being non-taxable as opposed to taxable.

Mr. Porter: You offer two suggestions on page 4 permitting investors to retain the full tax basis on flow-through shares and you suggest that, if that were unacceptable, the amending paragraph provides that the adjusted cost base of flow-through shares be equal to the amount that would approximate the after-tax cost of such shares to the investors. Could you perhaps explain those two scenarios? Do they accomplish the same thing? Obviously you would prefer, I assume, the former, but failing that. . . ?

Mr. Poyen: This is in our tax reform submission paper?

Perhaps I can get Mr. Sirkis to go through it if you want the details. We were just offering an alternative suggestion. Clearly the second one would not return as much, but it would at least leave the door open on flow-through share financing.

• 1915

I think our point is very clear that, left unchanged, the mechanism of flow-through shares as a viable financing tool will disappear. Plan A, as it were, would restore a greater portion than plan B. I think we were just trying to direct the Department of Finance to a technical solution that stays with tax reform. Clearly we would prefer one that gets us closer to the present circumstances.

Mr. Gervais: You mentioned that under the terms as proposed in the white paper on tax reform it would be difficult to attract new investment to the field. What if the white paper were left as is, with the capital gains exemption being left at \$500,000? What kind of scenario would that—

Mr. Thomson: With the net investment loss provisions of tax reform, there would be no impact.

Mr. Gervais: You would still have the same problem as you have—

Mr. Sirkis: It is complex, in the sense that the increased exemption would be beneficial. What would happen is there would be a reduction. . . It would not be as good as it was, but it would be beneficial.

[Translation]

M. Poyen: Il importe de noter que l'émission d'actions accréditives n'est utile que si la compagnie émettrice est non imposable et est en mesure de transférer ces déductions à l'investisseur. C'est pourquoi nous avons fait cette remarque. Une compagnie pleinement imposable ou une compagnie imposable aurait avantage, dans une plus grande mesure, à utiliser cette déduction.

La majorité des petites compagnies indépendantes canadiennes sont non imposables.

M. Porter: À la page 4 de votre mémoire, vous présentez deux suggestions qui visent à permettre aux investisseurs de conserver leur dégrèvement au titre des actions accréditives; vous présentez également une solution de rechange. En effet, vous proposez que la valeur des actions accréditives soit rajustée pour être égale au coût après impôt de ces actions pour les investisseurs. Pourriez-vous nous en dire un peu plus long? Est-ce que ces deux propositions permettent d'atteindre le même objectif? Je suppose que vous préféreriez la première proposition mais si c'était impossible. . . ?

M. Poyen: Est-ce que vous avez trouvé ces recommandations dans notre document sur la réforme fiscale?

Si vous voulez de plus amples détails, je demanderai à M. Sirkis de répondre à votre question. Nous proposons simplement des solutions de rechange. Évidemment, la deuxième proposition n'assurerait pas tout à fait le même rendement, mais permettrait quand même le financement des activités grâce à l'émission d'actions accréditives.

Nous disons clairement que si les propositions ne sont pas modifiées, le mécanisme d'actions accréditives, à titre de moyen de financement viable, n'existera plus. La première proposition permettrait un plus grand dégrèvement que la proposition B. Nous essayons simplement de proposer au ministère des Finances une solution technique qui demeure conforme au principe de la réforme fiscale. Évidemment, nous préférerions une solution qui nous rapproche le plus possible des circonstances qui règnent actuellement.

M. Gervais: Vous avez dit que sous le régime des propositions de réforme fiscale contenues dans le Livre blanc, il serait difficile d'obtenir de nouveaux investissements dans le secteur. Et si le Livre blanc n'était pas modifié et que l'exemption du gain en capital demeure à 500,000 dollars, que se produirait-il. . .

M. Thomson: Il n'aurait aucune incidence compte tenu des dispositions touchant les pertes nettes au titre des investissements.

M. Gervais: Auriez-vous quand même le même problème que. . .

M. Sirkis: Toute cette question est assez compliquée; une exemption accrue serait avantageuse. S'il y avait une réduction. . . La situation serait toujours avantageuse, mais pas autant.

[Texte]

Much depends on the approach of the investor in the flow-through share. If he were intending to sell capital properties in the year he invested in a flow-through share, the net investment loss rules would restrict his utilization of the exemption.

If the exemption were large enough, he might still be able to take advantage of the full regime as it existed before. If not, he would be deferred, I think, a year from taking advantage of the exemption. So I think it would be helpful to restore the exemption to its former position.

Mr. Gervais: But not as good as—

Mr. Sirkis: Not as good as it was.

Mr. Gervais: —if the system were left alone, so to speak.

Mr. Sirkis: That is correct, yes.

The Chairman: We were discussing flow-through and permitting investors to retain their full tax basis. Can you explain more about the preferred share problem?

Mr. Thomson: The preferred share problem simply, as we see it, is we believe the government is addressing a much larger issue than the one that directly affects this particular industry. As espoused in the papers, it is the essential replacement of debt instruments with preferred share financing by non-taxable companies, therefore, as dividends are non-taxable to corporations, depriving Revenue of a taxation source.

Within our particular industry we do not believe preferred share financings are used to replace debt. It simply is impossible to finance exploration with debt. It would be suicidal to do so as well. I do not think you would find the industry wanting to do so even if it were available. The replacement-of-debt issue with our industry, as I say, just is non-existent. So utilizing preferred share financing in this industry for re-investment purposes we believe is being unfairly caught by the tax reform web. We think they are trying to address a bigger problem, and we are caught in that particular web.

The Chairman: Is this taxable versus non-taxable companies?

Mr. Thomson: It only affects non-taxable companies. For example, major petroleum companies are tax-paying entities. For them it would be totally a non-issue. As was pointed out earlier, our membership is largely non-taxable on a current basis simply because of the levels of re-investment. We are re-investing multiples of our cashflow, and in doing so, the tax account has continued to be deferred. If we stopped re-investing, believe me, the tax account would become current in a very big way.

[Traduction]

Tout dépend de l'attitude de l'investisseur qui achète des actions accréditives. S'il avait l'intention de vendre des biens immobiliers pendant l'année où il a investi et acheté des actions accréditives, la règle régissant les pertes nettes au titre des investissements limiterait son utilisation de l'exemption prévue.

Si l'exemption a été assez importante, il pourrait tout de même profiter du régime tel qu'il existait auparavant. Si ce n'est pas le cas, il lui faudra attendre un an, si je ne me trompe, pour réclamer cette exemption. Je crois donc qu'il serait utile de rétablir l'exemption.

M. Gervais: Mais cela ne serait pas aussi. . .

M. Sirkis: Pas aussi avantageux qu'auparavant.

M. Gervais: . . . avantageux que si l'on ne modifie absolument pas le système.

M. Sirkis: C'est exact.

La présidente: Nous avons parlé des actions accréditives et nous avons dit qu'il fallait permettre aux investisseurs de maintenir le coût réel des actions accréditives. Qu'en est-il des actions privilégiées?

M. Thomson: Pour ce qui est des actions privilégiées, nous pensons que le gouvernement est saisi d'une question beaucoup plus générale que celle qui touche directement notre secteur. Tout compte fait, on propose dans la réforme fiscale de remplacer les méthodes de financement par emprunt par le financement, par des compagnies non imposables, au moyen d'actions privilégiées; il s'agirait donc de dividendes pour lesquels les sociétés ne paient pas d'impôt. Il y aurait donc un manque à gagner fiscal pour le ministère du Revenu.

Notre secteur n'utilise pas vraiment les actions privilégiées pour remplacer le financement par emprunt. En effet, il est impossible de financer des activités de prospection grâce à des emprunts. Cela serait un véritable suicide. Même si c'était possible, je ne crois pas que le secteur voudrait se prévaloir de ce droit. Toute cette question, comme je l'ai déjà signalé, ne présente pas un problème pour notre secteur. Ainsi, nous sommes en quelque sorte des victimes puisque le projet de réforme fiscale touche également le financement par actions privilégiées à des fins de réinvestissement. Nous pensons que les auteurs de cette réforme essaient de s'attaquer à un problème plus grave et que nous nous trouvons en quelque sorte pris entre deux feux.

La présidente: S'agit-il de sociétés imposables par opposition aux sociétés non imposables?

M. Thomson: Cela ne touche que les sociétés non imposables. Par exemple, les principales compagnies pétrolières paient des impôts. Cette question ne les préoccuperait absolument pas. Comme on l'a déjà signalé, la majorité de nos membres ne paient actuellement pas d'impôt simplement en raison des niveaux de réinvestissement. Une bonne partie de nos revenus est réinvestie dans le secteur. Ainsi, le paiement d'impôts a toujours été reporté. Si nous cessions de réinvestir, je tiens

[Text]

The Chairman: It basically comes down to two main areas, if I read you right. Mr. Poyen. One is the flow-through share having a base of \$1 if it is \$1 invested. The preferred shares in regard to the taxable versus non-taxable companies.

• 1920

Mr. Poyen: That is correct, Madam Chair, in respect of financing of the industry.

There are other matters that we have dealt with in our response to the White Paper on Tax Reform, but I do not think we need deal with them today, although, if you would like me to, we would certainly be willing to do so. But they are non-financing issues, which was the thrust I think you were interested in.

The Chairman: Yes, specifically. Does IPAC have an appointment with the Finance and Economic Affairs committee, for sitting down with them and presenting your proposal? I know you have mailed in your submission.

Mr. Poyen: We do. We have been asked to appear in Edmonton a week today at 9 a.m..

Mr. Gervais: I gather that you mentioned earlier that you are not at odds with the white paper, but you would like a certain change made in the Income Tax Act. Am I reading you correctly? If a certain change were made in the Income Tax Act, would the white paper then be acceptable to you?

Mr. Poyen: In respect of the flow-through shares, that is correct. There are other provisions, of course, in the white paper that we need to. . .

The Chairman: As Mr. Thomson said, it basically comes down to raising equity for your capital-intensive high risk.

Perhaps, in the last few minutes, Mr. Poyen, you would like to address the other areas in regard to your industry today.

Mr. Poyen: In respect of the white paper?

The Chairman: Also in regard to the National Energy Board's statement on September 9, where we have done away with the surplus test. Certainly this must be a boon for you. Mr. Todd mentions the peaks and valleys in regard to the grants in the royalty regime within the province of Alberta. We have had certain incentives given to the royalty regime and some of these, perhaps, will be terminating in the near future. Could you review those?

Mr. Poyen: I might defer to Mr. Todd, if it would be appropriate, Madam Chair.

Mr. Todd: I might speak, first of all, to the National Energy Board decision. The National Energy Board decision was quite in line, if you like, with the position

[Translation]

à vous assurer que du jour en lendemain, nous serions forcés de payer des impôts, beaucoup d'impôts.

La présidente: Si j'ai bien compris, il y a donc deux grandes questions, monsieur Poyen. Tout d'abord, vous voulez que si l'on investit 1.00\$, la déduction de l'action accréditive soit de 1.00\$. Il y a également la question des actions privilégiées des compagnies imposables par rapport à celles qui ne le sont pas.

M. Poyen: En effet, madame la présidente, en ce qui concerne le financement du secteur.

Nous avons abordé d'autres aspects du Livre blanc sur la réforme fiscale, mais je pense pas que nous ayons à en traiter aujourd'hui, sauf si vous y tenez, évidemment. Nous sommes à votre disposition. Il s'agit d'aspects non reliés au financement, le sujet qui vous occupe particulièrement.

La présidente: C'est juste. L'IPAC doit-elle rencontrer le Comité des finances et des affaires économiques pour lui faire part de ses propositions? Vous avez envoyé votre mémoire par la poste.

M. Poyen: Oui. Nous devons comparaître devant lui à Edmonton dans une semaine, à 9 heures.

M. Gervais: Si je comprends bien, vous ne reprochez rien au Livre blanc, mais vous souhaiteriez qu'une modification soit apportée à la Loi de l'impôt sur le revenu. Avec cette modification, vous seriez prêt à accepter le Livre blanc, n'est-ce pas?

M. Poyen: Oui, pour ce qui est des actions accréditives. Il y a d'autres propositions du livre blanc que nous voudrions. . .

La présidente: Comme M. Thomson l'a expliqué, il s'agit pour vous de trouver le capital-actions nécessaire aux entreprises à haut risque et à forte concentration de capital.

Au cours des quelques minutes qui restent, vous pourriez peut-être, monsieur Poyen, nous parler des autres points qui concernent votre secteur.

M. Poyen: Toujours dans le contexte du Livre blanc?

La présidente: Également à la suite de la déclaration de l'Office national de l'énergie en date du 9 septembre relativement à la disparition de l'excédent. Vous avez dû vous en féliciter. M. Todd a parlé des fluctuations des subventions au titre du régime des redevances en Alberta. Certains des stimulants accordés au régime des redevances sont appelés à disparaître bientôt. Pouvez-vous examiner la situation avec nous?

M. Poyen: Je m'en remets à M. Todd, si vous le permettez, madame la présidente.

M. Todd: Je vais d'abord parler de la décision de l'Office national de l'énergie. Cette décision s'inscrit dans la ligne de pensée de l'IPAC. Depuis plusieurs années,

[Texte]

that had been taken by IPAC. For many years we felt it quite unfair that the government required the producer to carry at his cost and expense, if you like, a surplus of gas for the comfort of the consumers. If the consumers wanted to have such a comfort then, in fact, they should have been willing to pay for whoever had to carry that particular inventory.

We also argued over the years, Madam Chair, that the presence of a surplus test in itself did not provide any guarantee of a surplus, or provide any insurance of security of supply. It merely provided that the existing gas reserves might last longer. But as I said in some of my introductory remarks today, the only thing that really assures Canadians of adequate supplies of energy in the future is for us to be able to work in an environment that encourages us to explore, find, and develop new reserves.

The National Energy Board decision works very much in that direction. So we compliment the National Energy Board for taking a rather bold step. We think this will encourage the U.S. buyers to come and look for our gas. They will have more confidence in long-term contracts. Accordingly, the explorers will have more confidence in the prospect of selling gas at a profit, and I think it will enhance drilling activity.

The Chairman: I guess the other major decision has to do with defining "Core". I understand that Minister Webber, in Alberta, has not signed any removal permits for the past weeks or months. I just wonder, are we close to a definition of "Core" and how do you see this in the immediate future with the Manitoba-Ontario situation? This is gas.

• 1925

Mr. Todd: The Alberta Utilities Board, as you have mentioned, is dealing with that problem right now and IPAC is represented at those hearings. The concept for Core, if I might add, really comes from the presumption that the various utility boards across the country will require that the distributors maintain some sort of surplus for certain types of users.

If everyone got away from surplus tests altogether, then perhaps we might not have to deal with the Core question. But again, our presumption is now, particularly that the Energy Board has stepped back somewhat from the surplus question, it seems reasonable to us that the various provincial utility boards will step in. We think it is quite appropriate that they do.

If the consumers in Canada want some government guarantee that gas is available to them, then we think the vehicle for that lies in the provincial jurisdictions, that the utility board would then turn to the distributors and say one of the conditions of your franchise is that you have to demonstrate to us that you have a certain amount of gas available for these consumers. They might

[Traduction]

nous avons pensé qu'il était injuste pour le gouvernement de demander aux producteurs de maintenir à leurs frais un excédent de gaz pour le bien-être des consommateurs. Pour que les consommateurs jouissent de ce privilège, ils auraient dû être prêts à payer le prix du maintien de ces réserves.

Nous avons également fait valoir pendant longtemps, madame la présidente, que le test de l'excédent en lui-même ne garantissait pas nécessairement un excédent ou la sécurité des approvisionnements. Il prolongeait tout simplement la durée des réserves de gaz existantes. Comme je l'ai indiqué dans mes observations liminaires, la seule façon pour les Canadiens de s'assurer de l'approvisionnement en énergie à l'avenir, est de nous donner des conditions qui nous incitent à prospecter, à découvrir et à mettre en valeur de nouvelles réserves.

La décision de l'Office national de l'énergie s'inscrit dans cette voie. Nous en félicitons l'Office national de l'énergie. Nous pensons que les acheteurs américains seront ainsi encouragés à examiner notre gaz. Il s'ensuit que les prospecteurs auront de meilleures perspectives de vendre leur gaz à profit et le forage connaîtra un regain d'activité.

La présidente: L'autre décision majeure, c'était de définir l'expression «marché habituel». Si je comprends bien, le ministre Webber de l'Alberta n'a pas signé de permis de sortie au cours des dernières semaines ou des derniers mois. Je me demande si nous sommes prêts d'en arriver à une définition de l'expression «marché habituel» et dans quelle mesure cette définition peut à brève échéance avoir un effet sur la situation Manitoba-Ontario. Je parle du gaz.

M. Todd: La Commission des services d'utilité publique de l'Alberta, comme vous l'avez souligné, se penche actuellement sur le problème et IPAC est représentée aux audiences. La notion de marché habituel part du principe que les divers services d'utilité publique au pays doivent obliger les distributeurs à maintenir un certain excédent pour desservir les diverses catégories d'utilisateurs.

Si tout le monde abandonnait le test de l'excédent, il ne serait peut-être pas nécessaire d'essayer de définir ce qu'est le marché habituel. Cependant, maintenant que l'Office national de l'énergie a fait marche arrière pour ce qui est de la question de l'excédent, nous nous attendons à ce que les commissions provinciales de services d'utilité publique se montrent plus exigeantes à cet égard. Nous n'y voyons rien de mal.

Si les consommateurs canadiens veulent une garantie gouvernementale pour l'approvisionnement en gaz, nous pensons que c'est aux provinces d'intervenir, que c'est aux commissions de services d'utilité publique d'exiger des distributeurs, comme condition d'octroi d'une concession, qu'ils prouvent qu'ils disposent de certaines quantités de gaz pour desservir les consommateurs. A elles de

[Text]

determine that it ought to be a 10-year supply of gas or a 15-year supply of gas, or whatever they feel comfortable with.

Based on that presumption, then, it is logical to ask whether the distributors should have to provide a guarantee of supply for the entire marketplace. Or just that part of the marketplace that, if you like, is unable to look after itself, it does not have alternatives. And that gets to the concept of the Core market. Who is that? Who is included in that area where people really do not have alternatives? By and large, it includes residential consumers and various types of commercial consumers.

The definition that IPAC endorses generally is one where the Core market user is a user who primarily uses the gas for comfort heating. We have come to that definition because we presume in the final analysis that if there were ever a shortage of gas for any reason, people using gas for comfort heating are going to get gas, notwithstanding what the contracts say and notwithstanding what the rules, regulations or anything say. It just makes common sense to us that people who need gas for comfort heating in cold weather are going to get it.

Accordingly, we think those people should be in the Core market. Whatever rules and regulations eventually govern the Core market, then, would be determined by the various provincial jurisdictions. We further suggest that the Core market customers should be exclusive to the distributor, because it would not make sense to require the distributor to carry a surplus of gas unless he is assured he is going to have customers to sell it to.

The Chairman: You are talking about long-term contracts.

Mr. Todd: And that gets us back to long-term contracts which really ties back to our fundamental position that security of supply should be tied to long-term contracts and the contracts should be of such a nature as to motivate the producer to go out and explore for gas. This is how the logic all hangs together, if you like, when we talk about the Core market. This is the sort of position we will be debating in front of the Alberta Public Utilities Board, probably tomorrow.

* 1930

The Chairman: Mr. Todd, I want to thank you and your colleagues for spending this time with us this evening. Perhaps, in the last couple of minutes, you want to wrap up—there obviously are two major areas that you covered tonight as far as the future of the petroleum business is concerned—specifically dealing with the tax reform, because we cannot guarantee you a price on a barrel of oil or an MCF of gas. Perhaps you just want to refresh our memories about your suggestion for flow-through and preferred financing.

[Translation]

déterminer s'ils désirent un approvisionnement de 10 ans ou de 15 ans en gaz, selon ce qu'elles jugent appropriées.

À partir de là, il convient de se demander si les distributeurs doivent assurer une garantie d'approvisionnement pour l'ensemble du marché ou seulement pour la partie du marché qui ne peut pas se défendre ou qui n'a pas d'autres possibilités. Voilà où intervient la notion de marché habituel. Qui en fait partie? Qui sont ceux qui n'ont pas d'autres possibilités? De façon générale, c'est le marché résidentiel de même que certaines catégories du marché commercial.

Selon la définition que l'IPAC appuie, le marché habituel est surtout le marché du chauffage des maisons d'habitation. Nous appuyons cette définition parce que nous supposons qu'en dernière analyse, s'il y a jamais une pénurie de gaz pour quelque raison que ce soit, ce sont les gens qui utilisent le gaz pour le chauffage chez eux qui doivent avoir la priorité, nonobstant les contrats existants, les règles ou les règlements. Il nous semble logique que les gens qui ont besoin du gaz pour se chauffer l'hiver doivent avoir la priorité.

Donc, en ce qui nous concerne, c'est ça le marché habituel. Et s'il doit y avoir des règles et règlements concernant le marché habituel, ces règles et règlements doivent émaner des autorités provinciales. La notion de marché habituel devrait également s'appliquer exclusivement aux distributeurs qui ont des clients; en effet, il est inutile de demander aux distributeurs de maintenir un excédent de gaz s'ils n'ont personne à qui le vendre.

La présidente: Vous parlez des contrats à long terme.

M. Todd: Cela rejoint en effet ce que nous disions au sujet des contrats à long terme, comme seul moyen d'assurer la sécurité des approvisionnements. Ces contrats devraient être de nature à inciter les producteurs à accroître leurs activités et à faire de la prospection pour trouver du gaz. Tous ces facteurs doivent entrer en ligne de compte dans la définition de ce qu'est un marché habituel. C'est la position que nous ferons valoir devant la Commission des services d'utilité publique de l'Alberta, probablement demain.

La présidente: Monsieur Todd, je tiens à vous remercier, vous et vos collègues, d'avoir bien voulu passer ce temps avec nous. En guise de conclusion, vous pourriez peut-être revoir avec nous les deux principaux sujets que vous avez développés ce soir et qui doivent marquer l'avenir du secteur pétrolier de ce pays, dans le contexte particulier de la réforme fiscale, parce que nous ne pouvons vous garantir un prix quelconque du baril de pétrole ou du MPC de gaz. Vous pouvez peut-être nous rafraîchir la mémoire en ce qui concerne vos propositions touchant les actions accréditives ainsi que le financement au moyen des actions privilégiées.

[Texte]

In altering the tax reform proposals to accommodate flow-through shares, you do not want to erode the base price. Right?

Mr. Sirkis: The cost of the shares. The cost should be that amount the investor puts up and not be reduced to nil.

The Chairman: I got the feeling that preferred share financing really was not quite what the medium and small companies were after anyway.

Mr. Thomson: I would quarrel with that. I think it is an important element of the financing and can actually be a very sizeable component of it. Really, there we are simply not quarreling with the tax reform argument that if the preferred share financing is replacing debt, that if there is this supplemental cost, that is fine. We have left that part alone. We have said, though, that if the preferred share financing is being used for investment in exploration then it should not be penalized by these new provisions brought forward in tax reform.

Mr. Sirkis: A final point to that is that most of the preferred share financings are generally convertible preferred financings as opposed to pure preferred share financings, and where you have a convertible preferred share which has no real retraction—in other words, the holder cannot call on the company to redeem his share—it appears to us that this ought not to be treated as debt, but as equity, and that sort of thing. That sort of instrument seems to have been caught up in the tax reform proposals and treated as a quasi-debt.

The Chairman: It pretty well has to be convertible today if you are going to make a sale, to make it palatable.

Mr. Gagnon: One point—to make sure that I understand exactly what you are saying on this flow-through basis. A large company—like an Amoco, for instance—that is paying taxes is competing with a MacLellan Oil and Gas which is not paying taxes. Amoco after-tax dollars are more competitive. In other words, if they are at a tax rate of 45% and they spend \$1, it is only 55¢ of their own money, whereas if Mr. MacLellan of MacLellan Oil and Gas spends \$1 and he is not taxed then that today is a full \$1. So it is not level.

Mr. Sirkis: That is right. In a situation where a company such as Amoco goes to the market and raises \$1 of equity, the investor has a \$1 cost base in that equity. The company takes the \$1, spends it on exploration expense, and writes it off, and it has a reduced cost of exploration.

If that investor in that scenario sells his Amoco share for \$1, he has no tax to pay. So the combination, when you consider the investor and the company as a unit, is that there has been \$1 of exploration expense written off and no tax to the investor when he sold the stock.

[Traduction]

Vous ne voulez sûrement pas que les propositions de réforme fiscale touchant les actions accréditives contribuent à miner le prix de base.

M. Sirkis: Le coût des actions. Le coût devrait représenter le montant que l'investisseur investit et non pas être réduit à zéro.

La présidente: J'ai l'impression que ce n'est pas tellement le financement au moyen des actions privilégiées qui intéresse les petites et moyennes sociétés.

M. Thomson: Je n'en suis pas si sûr. Cela peut être une part importante du financement. Nous ne nous opposons pas à l'argument de la réforme fiscale à cet égard; si le financement au moyen des actions privilégiées remplace une dette, s'il y a un coût supplémentaire, très bien. Nous ne nous attachons pas à cet aspect. Selon nous, cependant, si le financement au moyen des actions privilégiées devient un investissement en prospection, il ne doit pas être pénalisé par la réforme fiscale.

M. Sirkis: Un dernier point à ce sujet. La plupart des financements au moyen d'actions privilégiées sont généralement des financements au moyen d'actions privilégiées convertibles et non d'actions privilégiées pures; les actions privilégiées convertibles qui ne comportent pas de droit de rachat réel—en d'autres termes, le titulaire ne peut pas demander à la société de rembourser ses actions—il ne semble que cela ne devrait pas être passé comme dette, mais comme avoir propre, etc. Cet effet semble avoir été perdu dans les propositions de la taxe réforme et semble être traité comme une quasi-dette.

La présidente: Il faut que les actions soient convertibles de nos jours pour qu'elles aient une chance de se vendre.

M. Gagnon: J'aimerais préciser un point pour être bien sûr que je vous comprends au sujet des actions accréditives. Une grande société, Amoco par exemple, paie ses impôts et est en concurrence avec MacLellan Oil and Gas qui ne paie pas d'impôt. Les dollars après impôt d'Amoco sont plus compétitifs. En d'autres termes, si Amoco est soumise à un taux de 45 p. 100 et qu'elle dépense un dollar, elle ne dépense que 55¢ de son propre argent; en revanche, si M. MacLellan de MacLellan Oil and Gas dépense 1\$ et qu'il ne soit pas imposé, il dépense 1\$ en entier. Les règles du jeu ne sont pas les mêmes pour tout le monde.

M. Sirkis: En effet. Lorsqu'une société comme Amoco se présente sur le marché et réunit un dollar en capital-actions, l'investisseur a un prix de base de 1\$ dans ce capital-actions. La société prend le dollar et le dépense en prospection; elle peut le déduire de ses revenus, et elle se trouve à avoir ainsi des coûts de prospection réduits.

Dans ce cas, si l'investisseur vend son action d'un dollar d'Amoco, il n'a pas à payer de l'impôt. Les deux ensemble, l'investisseur et la société, ont vu une de leurs dépenses de prospection déduite des revenus et n'ont pas payé d'impôt au moment de vendre l'action.

[Text]

Alternatively, if it was done as a flow-through share by a non-taxable company, the investor puts up the \$1. It goes to the company. Rather than the company writing off the \$1, the investor writes off the \$1. If he sells that same share for \$1, which is just as the Amoco shareholder would have done, there is an extra \$1 capital gain and tax to pay at increasing amounts over tax reform.

So the analogy you draw is correct. It is not level, because the taxable entity is not subject to the additional level of tax, which the tax reform proposals have now augmented. Because there always has been double tax, but there have been other benefits, we have said that is fine; we can deal with those; it is a cost, but there are other benefits.

Mr. Gagnon: Which begs the next question: is there some mechanism of transferring that taxable profit to an investor other than the flow-through?

• 1935

Mr. Sirkis: None of them that are as efficient as the flow-through share because of its liquidity.

Mr. Gagnon: Okay. Fair enough. Thank you.

The Chairman: On behalf of the committee, I want to thank Mr. Sirkis, Mr. Thomson, Mr. Todd, and Jock for coming and spending some time with us today. You really have seen the peaks and valleys over the last few years. We do realize your concerns in regards to tax reform, and we are also pleased to take a look at your prospects for the next few years. If we can maintain \$18 a barrel and know that is there as a sure thing, it would be pretty nice.

Our next witness is Mr. Ken Lambert, who I know is a colleague of yours, and perhaps you would like to stay around. It is certainly up to you. However, we do appreciate your coming forward.

Mr. Poyen: Madam Chair, thank you very much for allowing us to appear this evening. We appreciate it.

The Chairman: We certainly appreciate, Mr. Poyen, the information you provided to us, and IPAC has always been very good to the committee members. As I say, we certainly appreciate it. Thank you.

We will now move to hear Mr. Ken Lambert, President of Coho Resources Limited. Mr. Lambert is also President of SEPAC, the Small Explorers and Producers Association of Canada.

We first of all want to thank you very much for assisting a lot of us in regards to the CEDIP program that came down a few months ago, and also for enlightening us on small- and medium-sized resource companies and their particular problems.

[Translation]

S'il s'agit d'une action accréditive émise par une société non imposable, l'investisseur investit un dollar. Ce dollar va à la société. Cependant, ce n'est pas la société qui déduit le dollar de ses revenus, c'est l'investisseur. S'il vend son action d'un dollar, comme l'a fait l'actionnaire d'Amoco, il y a un dollar supplémentaire en gain en capital et en impôt à payer selon un taux encore plus élevé en vertu de la réforme fiscale.

Vous avez donc raison de dire que les règles ne sont pas les mêmes pour tout le monde. Dans un cas, l'effet n'est pas soumis à un impôt supplémentaire; dans l'autre, il l'est, et l'impôt est même augmenté en vertu de la réforme fiscale. Il y a toujours eu double imposition dans ce dernier cas, mais cette double imposition était compensée par d'autres avantages. Nous étions d'accord tant que ces avantages existaient.

M. Gagnon: La question qu'il faut maintenant se poser, c'est de savoir s'il y a un autre mécanisme qui permet de transférer les profits imposables à un autre investisseur que l'investisseur en actions accréditives.

M. Sirkis: Il n'y a pas d'autre mécanisme aussi efficace que le mécanisme des actions accréditives à cause de leur liquidité.

M. Gagnon: Très bien. Merci.

La présidente: Au nom du Comité, je tiens à vous remercier, monsieur Sirkis, monsieur Thomson, monsieur Todd et Jock d'avoir accepté de nous rencontrer aujourd'hui. Vous avez connu des hauts et des bas au cours des dernières années. Aussi, nous tenions à avoir votre opinion au sujet de la réforme fiscale et discuter avec vous de vos perspectives d'avenir. Si nous pouvons continuer de compter sur un prix de 18\$ le baril de pétrole, nous ne nous plaindrons pas.

Notre témoin suivant, M. Ken Lambert, est un de vos collègues, vous pouvez rester si vous le désirez. Libre à vous. D'une façon ou d'une autre, merci.

M. Poyen: Merci de nous avoir permis de comparaître devant vous, madame la présidente.

La présidente: Nous vous sommes reconnaissants de l'information que vous nous avez fournie, monsieur Poyen. Nous avons toujours joui d'une excellente coopération de la part de l'IPAC. Merci pour tout.

Nous passons maintenant à M. Ken Lambert, président de Coho Resources Limited. M. Lambert est également président de la SEPAC, la Small Explorers and Producers Association of Canada.

Nous voulons d'abord vous remercier d'avoir aidé bon nombre d'entre nous, il y a quelques mois, lorsque le Programme canadien d'encouragement à la prospection et au développement a été introduit, et de nous avoir fait connaître les préoccupations des petites et moyennes sociétés exploitant les ressources naturelles.

[Texte]

I received a press release that you so nicely sent to me in regards to the flow-through shares and what your company has done. And as I mentioned to our gentlemen friends from IPAC, we have seen a lot in the last three or four years in regards to the energy business. Since 1984 we have dismantled the National Energy Program, and we have moved into deregulation. We saw a massive investment in 1985; then we saw the collapse of oil prices in 1986.

I think what our committee is most interested in is where you are today and where you see are going tomorrow. So perhaps, Mr. Lambert, if you have some opening remarks, you could begin, and then we have some questions for you.

Mr. Ken Lambert (Chairman, Small Explorers and Producers Association of Canada): Thank you, Madam Chairman. It is certainly a pleasure being here tonight. I very much appreciate, and all of my colleagues very much appreciate, the opportunity to come here to express our opinions in an open forum. We think this is very healthy for the system, and we certainly do appreciate the steps the government has taken over the last little while.

Perhaps I could say a few words about the Small Explorers and Producers Association of Canada. This is a relatively new association that was formed in the throes of the falling oil prices in 1986. At the present time we have about 235 members. Our members range in size from one-man companies to perhaps a 40-man company.

SEPAC is a totally voluntary organization; we have no paid employees. We have a very modest budget. Our budget would be about \$20,000 a year, and this covers all aspects of government representations, both federally and provincially, and assisting our members in all manner of things. It is actually a lot of fun.

Most of the people who are involved in SEPAC are basically the owners or the presidents of the companies they represent, and we think there is a very substantial entrepreneurial spirit with SEPAC.

SEPAC represents small companies, as I indicated. And basically the small companies are those companies that have not yet grown to the size where they have cashflow to carry on their business. In 1985 we did a survey of our members and our members spend, on average, just over three times the cashflow on capital expenditures. This means that their cashflow has to come from some source other than production.

• 1940

In 1986 we saw the price of oil fall precipitously. We also saw a bank crisis in the energy sector. Previously, small companies had utilized bank financing for borrowing money to drill development wells and they had used the equity markets for their exploration wells. With the crash in the oil prices, the reserve base that the companies had to support existing bank loans had totally

[Traduction]

J'ai reçu le communiqué de presse dont vous avez eu la bonté de m'envoyer copie, relativement aux actions accréditées et à l'activité de votre société. Comme l'ont fait remarquer nos amis de l'IPAC, le secteur de l'énergie a connu beaucoup de rebondissements au cours des trois ou quatre dernières années. Depuis 1984, nous avons démantelé le Programme national de l'énergie, nous avons connu la déréglementation. L'année 1985 a vu des investissements massifs, mais 1986 a marqué l'effondrement des prix du pétrole.

Ce que le Comité veut savoir, c'est où vous en êtes aujourd'hui et ce que vous avez l'intention de faire demain. Vous pouvez y aller de vos observations liminaires, monsieur Lambert, après quoi nous vous poserons des questions.

M. Ken Lambert (président, Small Explorers et Producers Association of Canada): Merci, madame la présidente. Je suis certainement très heureux d'être ici ce soir. J'apprécie grandement, au nom de mes collègues, l'occasion qui nous est donnée de vous faire connaître publiquement notre opinion. Nous pensons que le processus est très sain et nous apprécions ce que fait le gouvernement à cet égard depuis quelque temps.

Je vais tout d'abord vous expliquer un peu ce qu'est la Small Explorers and Producers Association of Canada. C'est une association assez nouvelle qui a été formée à la suite de l'effondrement des prix du pétrole en 1986. Nous comptons actuellement 235 membres environ. Et nos membres représentent des sociétés allant d'une personne à 40 personnes.

La SEPAC est une association tout à fait bénévole; elle n'a pas d'employés rémunérés. Notre budget très modeste est de l'ordre d'environ 20,000\$ par année; ce montant doit servir à présenter les instances de l'association au palier fédéral et provincial et à aider les membres de toutes les façons possibles. En réalité, c'est une tâche qui se révèle être très agréable.

La plupart des personnes qui participent à la SEPAC, sont des propriétaires ou des présidents de société, ce qui fait qu'il règne à la SEPAC un esprit d'entreprise très marqué.

Comme je l'ai déjà dit, la SEPAC représente de petites sociétés. Ces sociétés n'ont pas encore la taille qui leur permet de mener leurs activités à partir de leurs fonds autogénérés. En 1985, une enquête auprès de nos membres nous a permis de déterminer qu'ils dépensaient en moyenne trois fois leurs fonds autogénérés au titre des immobilisations. Donc, leurs fonds doivent venir d'autres sources que la production.

En 1986, nous avons vu la chute précipitée des prix du pétrole. Nous avons également connu une crise bancaire dans le secteur de l'énergie. Jusque là, les petites sociétés avaient eu recours aux banques pour financer le forage des puits de développement et au capital-actions pour financer le forage des puits d'exploration. Avec l'effondrement des prix du pétrole, la base qui permettait

[Text]

disappeared, and the hope of getting additional bank loans from banks were virtually out of the question.

So in 1986 the rate of capital expenditure of our members virtually fell off the map. Many companies shut down their capital expenditure program. They did not have any money to spend. The bank had its hand out for every nickel that came in the door, wanting to have that applied to pay down the bank loans. That was the time that SEPAC was formed. We made representations to the government about our particular predicament.

Perhaps I could refresh your memories on a slight bit of history. Prior to the time that the National Energy Program was put in place, we were on an equal playing field with the mining industry, where the mining companies and the oil and gas companies had depletion. When the National Energy Program was introduced, the depletion was removed for oil and gas companies and the petroleum incentive payment grants were substituted for the depletion.

When the Western Accord was passed, it removed the PIP grants, but did not replace depletion. We ended up with the CEDIP program, which we feel was of very, very substantial benefit to the small companies. I would like to go on record as saying that, in my view, the attitude in the oil patch in Calgary in late March of this year changed very, very dramatically.

We had two factors that entered into the situation. The first factor was that everybody was anticipating, or all the pundits were anticipating, that the price of oil would fall, following the winter use. The oil prices did not fall, however. In fact, they firmed. That was positive. The second major thing was that we did have the CEDIP program introduced. That was a very major moral uplift for the people in Calgary. It meant that they had an opportunity to finally raise equity money.

To the best of my knowledge, there has been over \$300 million raised by the flow-through method in the oil and gas industry. This is money that probably has not been spent yet. Basically, they are flow-through shares that are in the system at the present time. I do not know of any flow-through shares that were raised, or that were issued, by oil companies in 1986. There are two factors there. First, they were not competitive with the mining industry; and second, in 1986, we saw the bottom of the Toronto Stock Exchange, oil and gas market index. Virtually all of the institutions were not interested in oil and gas, and it was a very, very difficult time for the industry.

With the advent of the CEDIP program the oil and gas companies were back in the flow-through share market, and this has created a tremendous amount of excitement and activity. Our members were absolutely delighted

[Translation]

aux sociétés d'emprunter auprès des banques a totalement fondu et le recours aux banques comme source de financement continu est devenu presque impossible.

C'est ainsi qu'en 1986, le taux des dépenses d'immobilisations de nos membres a été réduit presque à néant. Plusieurs sociétés ont mis fin à leur programme d'immobilisations. Leur caisse était tout simplement à sec. Et les banques insistaient pour avoir chaque dollar qui rentrait de façon à réduire le montant des dettes. C'est dans ce contexte que la SEPAC a été fondée. Et tout de suite nous avons présenté des instances au gouvernement afin qu'il remédie à notre situation précaire.

Avant le Programme énergétique national, nous avions les mêmes règles du jeu que l'industrie minière; les sociétés minières et les sociétés pétrolières et gazières avaient droit à la déduction pour épuisement. Lorsque le Programme énergétique national a été introduit, la déduction pour épuisement était enlevée aux sociétés pétrolières et gazières et remplacée par les subventions au titre du Programme d'encouragement au secteur pétrolier.

Puis, lorsque l'Accord de l'Ouest est intervenu, les subventions au titre du Programme d'encouragement au secteur pétrolier ont disparu, mais la déduction pour épuisement n'a pas été réintroduite pour autant. Nous nous sommes retrouvés avec le Programme canadien d'encouragement à la prospection et au développement, qui a eu un effet extrêmement bénéfique pour les petites sociétés. Je puis attester personnellement du fait que l'attitude des sociétés pétrolières et gazières à Calgary a changé de façon radicale, au mois de mars de cette année.

Deux facteurs ont contribué à cet état de choses. Tout le monde s'attendait, tous les experts s'attendaient à ce que les prix du pétrole chutent encore à la fin de l'hiver. Il n'en a rien été. Les prix du pétrole se sont maintenus. Le deuxième facteur a définitivement été le Programme canadien d'encouragement à la prospection et au développement. Il a servi à remonter considérablement le moral des gens de Calgary. Ils ont enfin vu la possibilité de réunir du capital-actions.

A ma connaissance, les actions accréditives ont permis de réunir plus de 300 millions de dollars pour le secteur du pétrole et du gaz. Cet argent n'a probablement pas encore été dépensé. C'est simplement le montant des actions accréditives en circulation actuellement. A un certain moment en 1986, il n'y avait pas, à ma connaissance, d'actions accréditives émises par les sociétés pétrolières. Il y avait deux raisons à cela. Elles ne pouvaient faire la concurrence aux sociétés minières; deuxièmement, l'indice des sociétés pétrolières et gazières a touché le fond à la Bourse de Toronto en 1986. Dans les faits, aucun établissement n'était intéressé au secteur pétrolier et gazier; ce secteur traversait une période extrêmement difficile.

Avec le Programme canadien d'encouragement à la prospection et au développement, les sociétés pétrolières et gazières se retrouvaient dans le feu de l'action des actions accréditives, et le marché n'a pas tardé à réagir.

[Texte]

when this took place. Furthermore, when we saw the tax reform proposals come down on June 18, when we saw that the flow-through shares had been preserved, we were ecstatic. We felt that the small company did have a place in the future of the oil patch.

Unfortunately, with careful review of the tax reform proposals, we find that there simply is not going to be a place for flow-through shares. It will be virtually impossible to market flow-through shares in the future, as a result of what is on the table at the present time.

• 1945

This is a very, very serious concern to our members. Most of our members rely on flow-through shares for their equity capital. We just do not know where we can turn if in fact the proposals go ahead as they are presently proposed.

I listened to the IPAC proposal earlier this evening, and we certainly endorse the concept of one simple change, which does not have any impact on the concept of tax reform, to alleviate the problem for flow-through shares. That change, in my view, removes a very real injustice in place in flow-through shares even now, and that is the double-taxation concept. Effectively, a company, when it issues a flow-through share, gives up its right to that deduction. Basically what the tax act does by reducing the cost base of that share to zero is it makes the income relating to that investment taxable twice.

Under the present regime, under the new tax act, if we assume a 45% tax rate for corporations and a 45% tax rate for individuals, when you look through the system, when we get out to the two years when we are looking at a 75% capital gain rate, the tax rate on that income will be 78.75%. I do not know of any other country in the world that charges that kind of a tax rate on income. I think that is atrocious.

I feel that one suggestion made by IPAC would certainly be a solution SEPAC would find quite acceptable.

The only saving grace is the time cost of money, where the oil company would not pay tax in the current year, it would perhaps pay tax three or four years down the road. But I feel that is a very high rate of tax on income and that double taxation could be removed by leaving the adjusted cost base of the share at the cost price to the investor.

The Chairman: That appears to parallel what IPAC just told us.

Mr. Lambert: It is basically another way of saying the same thing, Madam Chairman.

The basic issue is that the investor wants to have some rate of return larger than the Canada savings bond rate in

[Traduction]

Nos membres ont été ravis de ce rebondissement. Puis, lorsque nous avons pris connaissance des propositions de réforme fiscale le 18 juin, lorsque nous avons appris que les actions accréditives étaient maintenues, notre joie a été sans borne. Les petites sociétés avaient de nouveau un rôle à jouer dans le secteur pétrolier.

Malheureusement, après avoir revu plus en détail les propositions de réforme fiscale, nous nous apercevons qu'il n'y a plus de place pour les actions accréditives. Si les propositions actuelles sont maintenues, il serait presque impossible de vendre des actions accréditives à l'avenir.

Nos membres sont devenus très très inquiets. La plupart d'entre eux se fient aux actions accréditives pour réunir des fonds. Nous ne savons pas ce qui pourrait nous arriver si ces propositions sont adoptées dans leur forme actuelle.

J'ai écouté l'exposé de l'IPAC un peu plus tôt. Nous sommes certainement d'accord avec une modification fort simple, qui n'attaque en rien le fond de la réforme fiscale, mais qui pourrait contribuer à rétablir la situation en ce qui concerne les actions accréditives. Cette modification mettrait fin à une réelle injustice qui existe actuellement pour les actions accréditives, la double imposition. Une société, lorsqu'elle émet une action accréditive, se trouve à céder son droit d'effectuer la déduction. La loi de l'impôt, en réduisant le prix de base de cette action à zéro, soumet le revenu de cet investissement à la double imposition.

En vertu du système actuel, en vertu de la nouvelle loi de l'impôt, si le taux d'imposition des sociétés est de 45 p. 100 et si le taux d'imposition des particuliers est de 45 p. 100, en anticipant de deux ans et en utilisant le taux de 75 p. 100 pour les gains en capital, le taux d'imposition de ce revenu est de 78.75 p. 100. À ma connaissance, il n'y a pas d'autres pays au monde qui imposent un tel taux. C'est tout simplement atroce.

Il y a une suggestion qu'a faite l'IPAC et que la SEPAC est prête à accepter.

La seule compensation est l'étalement dans le temps pour ce qui est du coût de l'argent; une société pétrolière ne paierait pas l'impôt dans l'année courante, pourrait le faire trois ou quatre ans plus tard. Il reste que c'est un taux d'imposition très élevé et que la double imposition pourrait être supprimée en laissant le prix de base rajusté de l'action au prix de revient de l'investisseur.

La présidente: C'est à peu près ce que nous proposait l'IPAC tout à l'heure.

M. Lambert: C'est une autre façon de dire la même chose, madame la présidente.

Ce qu'il convient de souligner, c'est que l'investisseur veut un taux de rendement supérieur à celui des

[Text]

order to invest in a high-risk situation such as an oil company or a junior mining company.

The Chairman: Or why would he invest?

Mr. Lambert: Well, of course he would not invest. Now, to create a situation that would entice an investor to invest, you would have to sell the share at less than the market price; and that, of course, would be totally contrary to the marketplace. No person would buy a share in the market if he knew somebody else could buy the share for less directly from the company and have a tax benefit on top of that. It would basically destroy the integrity of the market system.

Mr. MacLellan: Mr. Lambert, thank you for coming. You mentioned you would support the recommendation IPAC put forward. You also mention the concept of the earned depletion. I think that was the depletion available prior to the National Energy Program. Are you making a proposal on that as well? Is there something there about depletion you would like to see reinstated, or instated in a different form?

Mr. Lambert: I think we have been through that in history. It certainly was not my intention at this meeting to make a proposal for depletion. I was simply indicating it was a fact that we did not have depletion—and this was prior to the CEDIP program, which made us uncompetitive with the mining industry—and that was merely a historic fact. If we thought we could get depletion, of course we would ask for it, but I think we could live within the present system if we are put in a position where we can raise money using flow-through shares.

• 1950

Basically, all we are asking for is the ability to transfer the taxable income from a current paying taxpayer or to a current paying taxpayer from a taxpayer who is not going to pay income for a couple of years.

We feel if we were in that position, we would have a security that we could market and we would be able to continue in our operations as we are doing very successfully this year with the ability to have access to the flow-through share market.

Mr. MacLellan: Just in a different vein, we heard from IPAC that they were quite pleased with the decision of the National Energy Board on September 9. Do you feel the decision is going to help your groups, too?

Mr. Lambert: I think long-term it will help the industry in total. We are part of the industry. I think realistically small companies do not have the volumes. I suppose one of the problems I see in the decision is that there was no minimum export volume that requires a public hearing. I certainly approve of the concept of the public hearing; I think it is very positive. I think it gives

[Translation]

obligations d'épargne du Canada, afin de pouvoir investir dans des entreprises à haut risque comme les sociétés pétrolières ou les petites sociétés minières.

La présidente: Sinon pourquoi investirait-il?

M. Lambert: Sinon, il n'investirait pas, bien sûr. Pour inciter les investisseurs à investir, il faudrait que l'action puisse être offerte à un prix inférieur au prix du marché, et ce serait évidemment contraire à la loi du marché. Personne n'achèterait une action sur le marché s'il savait qu'il peut le faire à un coût inférieur, directement de la société et acquérir un avantage fiscal par surcroît. Ce serait sapper la base même du marché.

M. MacLellan: Merci d'avoir accepté d'être des nôtres, monsieur Lambert. Vous avez dit que vous seriez prêt à appuyer la recommandation de l'IPAC. Vous avez également parlé de la notion de l'épuisement gagné. C'était la déduction qui était possible avant l'avènement du Programme énergétique national. En faites-vous officiellement une suggestion? Souhaitez-vous la réintroduction de la déduction pour épuisement, dans son ancienne forme ou dans une nouvelle forme?

M. Lambert: Nous avons dépassé ce stade de notre histoire. Je ne voudrais certainement pas préconiser ici ce soir le rétablissement de la déduction pour épuisement. Je voudrais simplement souligner le fait que sans la déduction pour épuisement, avant l'introduction du Programme canadien d'encouragement à la prospection et au développement, nous ne pouvions pas faire concurrence au secteur minier. Si nous pensions pouvoir obtenir la déduction pour épuisement gagné, nous la demanderions certainement, mais je crois que nous pourrions nous en sortir dans le cadre du système actuel si nous pouvons avoir recours aux actions accréditives.

En substance, nous demandons simplement de pouvoir transférer le revenu imposable d'un contribuable devant payer son impôt maintenant à un contribuable dont l'impôt sera reporté sur deux ans.

Si nous pouvions le faire, nous pourrions poursuivre nos opérations comme nous le faisons déjà avec succès cette année en ayant accès au marché des actions accréditives.

M. MacLellan: Dans un autre ordre d'idées, les membres de l'IPAC nous ont dit qu'ils étaient ravis de la décision du 9 septembre de l'Office national de l'énergie. Croyez-vous que cette décision aura également un effet positif sur les membres de votre groupe?

M. Lambert: Je crois qu'à long terme elle aidera l'industrie dans son ensemble. Nous faisons partie de l'industrie. Je crois qu'en réalité les petites sociétés n'ont pas les volumes nécessaires. Je crois que cette décision comporte une lacune car il n'y a pas de volume d'exportation minimum fixé pour la tenue d'une audience publique. J'approuve entièrement le concept

[Texte]

all Canadians who have an interest in the export of gas the opportunity to express their opinions.

However, a small company which perhaps is interested in tying up a contract for more than two years in the export market would be faced with the same regulatory costs of a public hearing that a larger company which might be interested in exporting hundreds of billions or trillions of cubic ft. over 20 or 30 years would face.

I feel possibly it might be appropriate to look at a minimum volume for which a regular permit can be granted. I understand that if you wish a permit for two years or less, it can be obtained without a public hearing and there are no volume limitations there. I would suggest that if there was a minimum volume beneath which a public hearing would not be required, it might be in the best interests of the smaller companies.

Mr. MacLellan: Do you think that decision is going to perhaps firm the prices of natural gas? Some of the prices producers are getting are very, very low, as you know. Do you think this will help?

Mr. Lambert: I think it definitely will help longer term. I think it should help. Certainly if I were a buyer of gas, I would be thinking that the Americans can see that their supply is drying up, and under the system it is a market situation at the time.

I would think it would make good sense for a Canadian buyer to get into the market and try to buy long-term gas now, and that is of course what the producers would like to see. The producers would like to have the opportunity of entering into longer term contracts rather than spot market contracts, and I think the decision will probably encourage this. But clearly in the longer term it is very much in the benefit of all of the industry and because the members of our association are within the gas-producing industry, I think it will benefit us, too.

Mr. Gagnon: To follow up on Mr. MacLellan's line of questioning, you are talking about a possible minimum volume before a public hearing. Is this public hearing mandated or is it for longer than a two-year sale or is it an option of the National Energy Board?

Mr. Lambert: My understanding is that any export permit that relates to an export, the duration of which is longer than two years, requires a mandatory public hearing.

Mr. Gagnon: The tax rate of 78.75%—would you take the committee through your mathematics and explain how you arrived at this rate?

Mr. Lambert: I suggested that if the tax rate of a corporation is 45%—I believe that is about what the rate will be after the tax reform has been implemented—and if it is a 45% rate as well for an individual, both federally and provincially, then... take a \$1,000 investment, for instance. A company issues \$1,000 worth of flow-through shares. The company renounces \$1,000 worth of

[Traduction]

d'audience publique, je crois qu'il est très positif. Il donne à tous les Canadiens qui s'intéressent à l'exportation du gaz l'occasion d'exprimer leur opinion.

Toutefois, une petite compagnie voulant conclure un contrat d'exportation sur plus de deux ans ferait face aux mêmes frais relatifs à une audience publique qu'une grande société voulant exporter des centaines de milliards, voire des billions de pieds cubes sur 20 ou 30 ans.

Il vaudrait peut-être mieux envisager de fixer un volume minimum en deçà duquel un permis pourrait être accordé sans audience. Je crois qu'on peut obtenir un permis sans audience pour un contrat de moins de deux ans et qu'il n'y a aucune restriction quant au volume. D'après moi, il serait dans l'intérêt des petites sociétés de fixer un volume minimum en deçà duquel une audience publique ne serait pas nécessaire.

M. MacLellan: Croyez-vous que cette décision va raffermir les prix du gaz naturel? Comme vous le savez, certains prix aux producteurs tombent très bas. Croyez-vous que cela sera utile?

M. Lambert: Cette décision aura certainement un effet positif à long terme. Elle devrait améliorer les choses. Si j'étais un acheteur de gaz, je constateraï que les Américains voient leurs approvisionnements s'épuiser et que le marché est favorable.

Il serait tout à fait logique qu'un acheteur canadien conclue un contrat à long terme pour l'achat de gaz sur le marché et c'est ce qu'aimeraient évidemment les producteurs. Ces derniers préféreraient conclure des contrats à long terme plutôt que des contrats ponctuels et je crois que cette décision favorisera cette situation. Mais il est clair qu'à long terme elle profitera à toute l'industrie et, vu que nos membres font partie de l'industrie productrice de gaz, ils en profiteront également.

M. Gagnon: Pour poursuivre dans la même veine que M. MacLellan, vous parlez d'un volume minimum en deçà duquel il n'y aurait pas d'audience publique. Cette audience publique est-elle obligatoire ou vise-t-elle seulement les contrats de plus de deux ans ou est-elle facultative?

M. Lambert: D'après mon interprétation, tout permis d'exportation pour une durée dépassant deux ans nécessite une audience publique obligatoire.

M. Gagnon: D'autre part, pouvez-vous nous expliquer comment vous êtes arrivé à un taux d'imposition de 78.75 p. 100?

M. Lambert: J'ai dit que si le taux d'imposition d'une société était 45 p. 100—et c'est ce qu'il sera après la réforme fiscale—et qu'il soit également de 45 p. 100 pour un particulier, au niveau fédéral et provincial, et que l'on prenne un investissement de 1,000\$, par exemple. Supposons qu'une société émet des actions accréditives pour une valeur de 1,000\$. La société renonce donc à

[Text]

deductions for itself. Effectively it is agreeing to pay an extra \$450 in tax he otherwise would not have to pay if he did not renounce the write-off to the investor.

• 1955

Under the present situation the investor buys those shares for \$1,000. If the investor shares those shares for \$1,000 under the present system, the investor's cost base is zero. The investor pays a capital gains tax on 75% of the \$1,000, which is \$337.50. On the income of the investor \$450 in tax is being paid by the corporation, plus the \$337.50 in tax being paid by the purchaser of that investment. It comes out to \$787.50. On \$1,000 income \$787.50 in tax is paid. That is where I get the 78.75% rate.

The Chairman: I am going to ask you to do it once more, Ken. There is the \$1,000 and \$450 is the tax—

Mr. Lambert: The company has forgone \$450 in shelter and is going to have to pay \$450 in extra tax. The investor buys the investment for \$1,000. Immediately, under the provision in the Tax Act, section 66.3(3), the adjusted cost base of that investment is zero. Immediately after the investor has bought the shares for \$1,000, he sells them for \$1,000. That entire \$1,000 is capital gains to him for which 75% is included in his income.

The Chairman: This is in the year 1988.

Mr. Lambert: It could be done on the same day. The 75% rate would be in 1990 for instance.

The Chairman: I understand completely.

Mr. Porter: The 78% really jumps out and grabs you, Mr. Lambert. Thank you for explaining it. Are you appearing before the Finance committee?

Mr. Lambert: Our association does not have an appointment before the Finance committee. We certainly are going to make our concerns known to them. We have written a letter to Mr. Wilson and it would be our intention to write a letter to the Finance committee as well.

Mr. Porter: I would suggest it would be in the best interest of the industry and your members if you could arrange a meeting.

Did you say you had 235 members from 1- to 40-man companies? What is the mix? Are a lot of them primarily in the gas business?

Mr. Lambert: I would say it is all over the map. Some are exclusively in gas; some are exclusively in oil; some are in between. Some members in Saskatchewan are strictly in oil, as are some in Alberta. We have a good cross-section of the industry at the lower levels. We are interested in gas issues and oil issues, but we are all relatively small.

A definition of the small explorer when we set up the organization was basically that it was a company earning

[Translation]

toutes les déductions qui s'y rapportent. En fait, elle accepte de verser en impôt un montant supplémentaire de 450\$ qu'elle n'aurait pas eu à payer si elle n'avait pas renoncé à la déduction au profit de l'investisseur.

Dans les circonstances actuelles, l'investisseur achète ces actions pour un montant de 1,000\$ et son prix de base est zéro. En les revendant 1,000\$, il verse l'impôt sur le gain en capital sur 75 p. 100 de ces 1,000\$, donc 337.50\$. La société verse donc 450\$ en impôt et l'acheteur 337.50\$. On arrive à 787.50\$ d'impôt sur 1,000\$ de revenu. C'est ainsi que j'obtiens un taux d'imposition de 78.75 p. 100.

La présidente: Je vais vous demander de répéter cela Ken. Il y a le montant de 1,000\$, et 450\$ en impôt. . .

M. Lambert: La société renonce à une déduction valant 450\$ et doit donc verser 450\$ de plus en impôt. L'investisseur achète ce placement pour 1,000\$. Immédiatement, en vertu des dispositions de la Loi de l'impôt, l'article 66.3(3), le prix de base rajusté de ce placement est zéro. Juste après avoir acheté ces actions pour 1,000\$, l'investisseur les vend 1,000\$. Ce montant représente en entier un gain de capital dont 75 p. 100 sont inclus dans son revenu.

La présidente: Pour l'année 1988.

M. Lambert: Cela pourrait se faire le même jour. Ce taux de 75 p. 100 serait pour 1990 par exemple.

La présidente: Je comprends très bien.

M. Porter: Ce taux de 78 p. 100 est frappant, monsieur Lambert. Je vous remercie de l'avoir expliqué. Comparaitrez-vous devant le Comité des finances?

M. Lambert: Pour l'instant, notre Association ne doit pas comparaître devant le Comité des finances. Nous lui ferons certainement part de nos préoccupations. Nous avons écrit une lettre à M. Wilson et avons l'intention d'en écrire une également au Comité des finances.

M. Porter: Il me semble que ce serait dans le meilleur intérêt de l'industrie et de vos membres de comparaître devant ce Comité.

Avez-vous bien dit que votre Association comptait 235 membres, des sociétés composées d'un employé jusqu'à 40 employés? Ces sociétés sont-elles surtout dans le secteur du gaz?

M. Lambert: Elles représentent à peu près tous les secteurs. Certaines s'occupent exclusivement du gaz, d'autres exclusivement du pétrole, d'autres des deux. Certains membres de la Saskatchewan et de l'Alberta se limitent strictement au pétrole. Nous avons une représentation variée de l'industrie aux paliers inférieurs. Nous nous intéressons aux questions relatives au gaz et au pétrole, mais toutes nos sociétés sont relativement petites.

Lorsque nous avons mis sur pied notre organisation, nous avons défini une petite société d'exploration comme

[Texte]

less than \$12 million in revenues in Alberta. At that time it was a break-over where one started to pay or one lost the Alberta royalty tax credit. The Alberta royalty tax credit was a very significant issue for us at one point in time. By and large our companies would have annual revenues of, let us say, less than \$15 million.

• 2000

Mr. Porter: I guess the bottom line is that you would support the previous presentation, as far as the people in your organization. You feel comfortable with the position that was stated there.

Mr. Lambert: I think by and large on most issue, the positions of Small Explorers and Producers Association of Canada and of IPAC are quite similar. There are some issues that relate to small companies where we are not necessarily on the same wavelength as IPAC. This was one of the reasons our association was set up.

This is a very fundamental issue that goes to all companies. It might be interesting to look at the issue of preferred shares that was raised by IPAC earlier in the day. If we look at my company, in the last few years we have raised about \$18 million or \$19 million in flow-through shares. I personally consider myself somewhat of an expert on flow-through shares. We probably issued the first flow-through share when they came into business back in 1980-81. Over 80% of those preferred shares my company issues were convertible preferred shares.

It is interesting to note that the concerns IPAC raised with respect to preferred shares clearly would impact the type of financing my company has done historically.

Again it is a question of risk. When you want an investor to come into a company, there is the risk associated with the question of survival. Is it going to be successful and what is going to happen? Is the bank debt too high? The opportunity to offer an investor a little bit more comfort or to offer him the perk of a dividend and the opportunity of converting a preferred share into a common share at some point down the road is sometimes the difference between selling an issue and not selling an issue.

Mr. Gervais: I would like to thank Mr. Lambert for an excellent presentation. I think all the pertinent questions have been asked. Thank you very much.

The Chairman: Mr. Lambert, let us take a look at Mr. Wilson and his particular position. If you could maintain the value of the flow-through share at x , what you paid for it. . . I am trying to figure out what Michael is going to say on the other side of the coin.

Obviously tax reform is a total package. The corporate tax rates will be lowered. To flip the coin and take a look at the other side, if we change it so the value of your flow-

[Traduction]

étant une société ayant moins de 12 millions de dollars en revenus en Alberta. A l'époque, c'était à partir de ce chiffre qu'une société devait verser des redevances en Alberta. A un moment donné, le crédit d'impôt relatif à la redevance albertaine a été un sujet fort important pour nous. De façon générale, disons que nos sociétés ont un revenu annuel inférieur à 15 millions de dollars.

M. Porter: Finalement, les gens de votre organisation seraient d'accord avec la présentation précédente. Vous pouvez accepter la position qui a été énoncée ici.

M. Lambert: Je crois que de façon générale, les positions de la Small Explorers and Producers Association of Canada et de l'IPAC sont à peu près semblables. Pour certains aspects qui se rapportent plus précisément aux petites sociétés, nous ne sommes pas nécessairement sur la même longueur d'ondes que l'IPAC. C'est une des raisons pour lesquelles nous avons créé notre propre association.

Il s'agit d'une question fondamentale qui touche toutes les sociétés. Il serait peut-être intéressant de se pencher sur la question des actions privilégiées qu'a soulevée l'IPAC plus tôt aujourd'hui. Au cours des dernières années, ma société a pu aller chercher de 18 millions à 19 millions de dollars par l'émission d'actions accréditives. Je me considère plus ou moins comme un expert dans ce domaine. Nous avons probablement été les premiers à émettre des actions accréditives lorsqu'elles ont été mises en place en 1980-1981. Plus des 80 p. 100 des actions privilégiées qu'a émises ma société étaient convertibles.

Il est intéressant de noter que les préoccupations qu'a soulevées l'IPAC au sujet des actions privilégiées auraient nettement un impact sur le genre de financement auquel a toujours eu recours ma société.

Encore une fois, c'est une question de risque. Lorsqu'un investisseur envisage d'acheter les actions d'une société, il se préoccupe tout d'abord de ses chances de survie. Va-t-elle réussir et qu'arrivera-t-il ensuite? La dette de la société envers la banque est-elle trop élevée? Ce qui décide un investisseur à acheter des actions peut être un détail comme l'offre d'un dividende ou la possibilité de convertir des actions privilégiées en actions ordinaires à un moment donné.

M. Gervais: Je souhaite remercier M. Lambert d'un excellent exposé. Je crois que toutes les questions pertinentes ont déjà été posées. Merci beaucoup.

La présidente: Monsieur Lambert, penchons-nous sur la position de M. Wilson. J'essaie de savoir ce qu'il répondrait pour contrer vos arguments.

Évidemment, la réforme fiscale touche différents aspects de façon globale. Le taux d'imposition des sociétés sera abaissé. Pour envisager l'autre aspect de la question,

[Text]

through share was what your investment was. . . Have you worked out any figures on this?

Mr. Lambert: From our point of view it eliminates the double taxation. It does exactly what a flow-through share should do, which is simply give the company the opportunity to pass current deductions from a company that does not need them to an individual that does need them without any double taxation. I feel it is a very simple, straightforward, logical approach. I cannot recommend it more strongly than I have here today.

The Chairman: Mr. Gervais, this is actually what the mining industry has been telling you as well.

Mr. Gervais: Yes. I am very interested in the presentations tonight. I think we are going to hear the same thing from the Prospectors and Developers Association of Canada tomorrow. A great percentage of the mining companies up north work very extensively with flow-through shares.

Mr. Lambert: If the market is cut off to the mining companies and to the junior mining companies—and there is a big difference between the majors—the future for those two segments of our Canadian society looks pretty bleak in my view.

Mr. Gervais: The number of jobs lost would be a disaster. There are thousands of people working in that part of northern Ontario, up in the Moosonee area. If flow-through shares were to be curtailed, the main jobs would be lost, of course. But there would also be a spin-off effect—the people who sell to the prospectors, etc. It would have a disastrous effect on the economy, in my opinion—I cannot speak for the rest of Canada, but certainly in my part of the province.

• 2005

The Chairman: Mr. Lambert, could you bring us up to date in the royalty program within the province of Alberta today? Certainly the royalties were lowered some months ago and there are some royalty holidays.

Mr. Lambert: One royalty holiday that jumps to mind right away is the five-year royalty holiday which basically expires on October 31, 1987. I suspect that the drilling activity is probably going to increase. As a matter of fact, I personally predict that the drilling activity in Canada is going to increase very substantially between now and the end of, say, February. I say that because I believe there has been more than \$300 million, as I mentioned, that has been raised as a result of the CEDIP, and so we have the flow-through share money coming in.

One of the difficulties that some of our members have expressed is that Revenue Canada is not getting the necessary rulings back to the people who are raising the money as expeditiously as they might like this to happen. The ability of the companies to spend the money is being delayed and delayed and delayed until they get the ruling so that they can satisfy the legal requirements for the

[Translation]

si l'on apporte un changement pour que la valeur des actions accréditatives demeure. . . Avez-vous fait des calculs là-dessus?

M. Lambert: A notre avis, on élimine ainsi la double imposition. Les actions accréditatives auraient justement l'effet qu'elles devraient avoir, c'est-à-dire permettre à une société qui n'a pas besoin de ces déductions de les transférer à un particulier qui en a besoin sans qu'il y ait double imposition. Je crois que c'est une démarche très simple et très logique. Je ne peux la recommander plus fermement que je ne l'ai fait ici aujourd'hui.

La présidente: Monsieur Gervais, c'est également ce que nous a dit l'industrie minière.

M. Gervais: Oui. Les présentations de ce soir m'ont vivement intéressé. Je crois que nous entendrons la même chose de l'Association canadienne des prospecteurs et promoteurs demain. Une grande proportion des sociétés minières oeuvrant dans le Nord ont grandement recours aux actions accréditatives.

M. Lambert: Si ce marché est fermé aux sociétés minières et aux plus petites sociétés minières—leur cas est très différent des grandes sociétés—l'avenir de ces deux secteurs de notre société paraît très sombre.

M. Gervais: Le nombre d'emplois qui disparaîtraient serait une catastrophe. Des milliers de personnes travaillent dans cette région du nord de l'Ontario, dans la région de Moosonee. Si les actions accréditatives étaient supprimées, les emplois directs seraient perdus, bien entendu, mais il y aurait aussi des retombées sur le secteur des services etc. . . l'effet sur l'économie serait désastreux à mon avis, du moins dans ma région, je ne puis parler pour le reste du Canada.

La présidente: Monsieur Lambert, pourriez-vous nous dire ce qu'il en est du programme de redevances en Alberta aujourd'hui? On sait que les redevances ont été abaissées il y a quelques mois et des exemptions ont même été accordées.

M. Lambert: Une exemption qui me vient immédiatement à l'esprit est celle de cinq ans qui prend fin le 31 octobre 1987. Je m'attends à ce qu'on connaisse un regain d'activités de forage. Au fait, je prévois personnellement que ces activités augmenteront considérablement au Canada d'ici la fin de février. En effet, comme je l'ai déjà dit, plus 300 millions de dollars de fonds ont été perçus grâce au programme d'investissement dans l'exploration et le développement, et nous disposons aussi des actions accréditatives.

Certains de nos membres se sont plaints du fait que Revenu Canada ne parvient pas à rendre des décisions au même rythme que les fonds ne sont recueillis. Les sociétés doivent donc attendre d'avoir obtenu ces décisions afin que tout soit fait dans la légalité. Des sommes énormes s'accumulent donc dans le système. Elles devront être dépensées tout d'un coup avant la fin de février.

[Texte]

people who are raising the funds. I can see a tremendous number of dollars that are piling up within the system. All of a sudden these dollars are going to be released into the system and are going to have to be spent before the end of February.

And this gets to the peaking that was raised by IPAC earlier in the day. It is one thing to say in March that we are going to have a CEDIP program, and we are going to permit companies to raise money on flow-through shares. It is another thing to actually go out and raise the money, when you have to go through all of the regulatory hoops that are necessary, particularly under a public issue. I am aware of several issues that have not cleared the system yet, and once they do, the money will have to be spent within a very short period of time.

The Chairman: Which really puts up a false facade. There we go again.

Mr. Lambert: That is right. And then of course there will not be any replacement flow-through shares in 1988 because of the change in the tax regulations, or proposed changes.

Mr. Gervais: What about the matter of abuse of flow-through shares? There have been some instances of abuse and I know that the mining people have some kind of mechanism in place to avoid future abuse, or further abuse of flow-through shares. How do you people deal with that matter in the oil industry?

Mr. Lambert: It seems to me that there may be more room for abuse in the mining industry than there is in the oil and gas industry. Quite honestly, I am not aware of any abuse of the use of flow-through shares in the oil and gas industry. I really do not believe that is an issue. I could be mistaken, but I really do not think so.

Mr. Gervais: I do not think it is an issue in the mining industry, but there have been some occurrences. As I say, the good mining people are aware of this and they are taking every precaution to avoid any future occurrence.

Mr. Lambert: These are not stock promotions. Most of the oil companies that are involved in issuing flow-through shares are legitimate companies that are out wanting to spend equity money wisely. Most of the companies that raise flow-through money are basically owned, to a large extent, by management, and management is interested in getting the very best dollar return for its investment. I honestly do not think there are too many companies out there that are foolishly spending money.

Mr. Gervais: I am glad to hear that, Madam Chairman, because the easy way and the fast way to ruin something good is to abuse it, and I think that should always be remembered in dealing with flow-through shares.

• 2010

The Chairman: I suppose it gets back to whether it is geology directed, like PIP grants we had where we saw that perhaps money was spent in the wrong areas.

[Traduction]

Ceci nous ramène au sommet dont parlait l'IPAC plus tôt. C'est une chose de dire en mars qu'il y aura un programme d'encouragement au développement et à l'exploration et que les sociétés seront autorisées à réunir des fonds par l'émission d'actions accréditives. C'est autre chose que de le faire tout en tenant compte des exigences de la réglementation, surtout lors d'un appel public. Il y a encore bien des obstacles qui n'ont pas encore été franchis, mais lorsque les fonds seront débloqués, ils devront être dépensés en très peu de temps.

La présidente: Ce qui fausse vraiment la réalité. Encore une fois.

M. Lambert: C'est exact. Et puis bien entendu les fonds obtenus grâce aux actions accréditives disparaîtront en 1988 à cause de la réforme fiscale.

M. Gervais: Qu'en est-il de l'emploi abusif des actions accréditives? Je sais que cela s'est déjà produit et que les sociétés minières ont mis en place un mécanisme pour l'éviter à l'avenir. Comment vous attaquez-vous à ce problème dans l'industrie pétrolière?

M. Lambert: Il me semble qu'il est plus facile d'en abuser dans l'industrie minière que dans l'industrie pétrolière et gazière. Franchement, je ne suis au courant d'aucun emploi abusif des actions accréditives dans notre industrie. Ce n'est vraiment pas un problème. Je fais peut-être erreur mais je crois que non.

M. Gervais: Ce n'est pas non plus généralisé dans l'industrie minière, mais il y a eu des cas. Comme je l'ai déjà dit, les bons éléments de l'industrie minière en sont conscients et prennent toutes les mesures nécessaires pour éviter ce genre de chose à l'avenir.

M. Lambert: Il ne s'agit pas de promotions. La plupart des sociétés pétrolières émettant des actions accréditives sont des sociétés tout à fait légitimes qui veulent dépenser cet argent à bon escient. Pour la plupart, elles sont la propriété de la direction qui souhaite obtenir le meilleur taux de rendement sur ses investissements. Je suis convaincu que rares sont les sociétés qui dépensent cet argent à tort et à travers.

M. Gervais: Je suis heureux de l'entendre, madame la présidente, car la meilleure façon de ruiner une bonne chose est d'en abuser, il ne faudrait jamais l'oublier dans le cas des actions accréditives.

La présidente: En fait, il s'agit d'éviter que cet argent ne soit dépensé à mauvais escient, comme dans le cas des subventions du PESF.

[Text]

We recognize your problems and we are very pleased to have you come and explain them to us. I guess it basically gets down to the value of the share and double taxation. I think we all are inclined to agree with you, and obviously oil and gas, as well as mining, is a major concern of ours. We hope that you will continue to communicate with us, and we are certainly going to communicate your concerns to the Minister of Finance and also to the Standing Committee on Finance. If there are any other areas of concern, I hope that you will get back to either myself or some of the committee members so we can be of some assistance.

I thank you in particular for the hard work you put into the CEDIP program in the spring. It was a pleasure working with you, and I think things have come out for the best in that area.

On behalf of the committee, Mr. Lambert, thank you very much for coming, and you are always welcome here.

Mr. Lambert: Thank you, Madam Chairman. It has been an honour speaking with you today.

The Chairman: The meeting tomorrow starts at 9 a.m. We will have CPA and then the Prospectors and Developers Association of Canada.

This meeting stands adjourned.

[Translation]

Nous sommes conscients de vos problèmes et sommes ravis que vous veniez nous les expliquer. Finalement, tout cela revient à la valeur de l'action, et à la double imposition. Nous sommes tous portés à être d'accord avec vous, et les secteurs du pétrole et du gaz, ainsi que des mines, nous tiennent beaucoup à coeur. Nous espérons que vous demeurerez en contact avec nous, et nous ferons certainement part de vos préoccupations au ministre des Finances et au Comité permanent des finances. Si d'autres sujets vous viennent à l'esprit, n'hésitez pas à communiquer avec moi ou avec d'autres membres du Comité.

Je vous remercie tout particulièrement de votre contribution à l'élaboration du Programme d'encouragement à la prospection et au développement au printemps dernier. Cela a été un plaisir de travailler avec vous et je crois que nous nous en sommes tirés pour le mieux.

Je vous remercie d'être venu, au nom du Comité, monsieur Lambert. Permettez-moi de vous dire que vous êtes toujours le bienvenu ici.

M. Lambert: Merci, madame la présidente. Je suis heureux d'avoir pu vous parler aujourd'hui.

La présidente: Nous nous réunissons demain à 9 heures. Nous accueillerons l'APC et l'Association canadienne des prospecteurs et promoteurs.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From the Independent Petroleum Association of Canada (IPAC):

Murray Todd, Chairman;
Jock Poyen, Acting Executive Director;
John Thomson, Chairman, Tax Committee;
Ron Sirkis, Member, Tax Committee.

From the Small Explorers and Producers Association of Canada (SEPAC):

Ken Lambert, Chairman.

TÉMOINS

De la Independent Petroleum Association of Canada (IPAC):

Murray Todd, président;
Jock Poyen, directeur exécutif intérimaire;
John Thomson, président, *Tax Committee*;
Ron Sirkis, membre, *Tax Committee*.

De la Small Explorers and Producers Association of Canada (SEPAC):

Ken Lambert, président.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 27

Thursday, September 17, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 27

Le jeudi 17 septembre 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Pursuant to Standing Order 96(2), matters relating to the Department of Energy, Mines and Resources, specifically the future of the Canadian petroleum and mining industries

CONCERNANT:

Conformément à l'article 96(2) du Règlement, questions relatives au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, spécialement l'avenir des industries pétrolières et minières

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage
Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Ellen Savage

MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, SEPTEMBER 17, 1987

(46)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:05 o'clock a.m., in Room 371 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter and Barbara Sparrow.

Other Member present: John MacDougall.

In attendance: Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From the Canadian Petroleum Association: W.A. (Bill) Gatenby, Chairman; Hans Maciej, Vice-President; Larry Fisher, Chairman, Economics Committee and Mike Ratuski, Manager, Economics Committee. *From the Prospectors and Developers Association of Canada:* Dr. Robert M. Ginn, Vice-President and Robert Parsons, Chairman, Finance Committee.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2) the Committee commenced consideration of the future of Canada's petroleum and mining industries. (See *Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, August 20, 1987, Issue No. 26.*)

Bill Gatenby made an opening statement and, with the other witnesses, answered questions.

At 10:14 o'clock a.m., the sitting was suspended.

At 10:19 o'clock a.m., the sitting resumed.

Dr. Robert Ginn and Robert Parsons made an opening statement and answered questions.

At 11:20 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE JEUDI 17 SEPTEMBRE 1987

(46)

[Traduction]

Le Comité permanent des mines et des ressources se réunit à 9 h 05, dans la salle 371, Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Autre député présent: John MacDougall.

Également présent: Lawrence Harris, économiste.

Témoins: De l'Association pétrolière du Canada: W.A. (Bill) Gatenby, président; Hans Maciej, vice-président; Larry Fisher, président, Comité des affaires économiques; et Mike Ratuski, gérant, Comité des affaires économiques. *De l'Association canadienne des prospecteurs et promoteurs:* Robert M. Ginn, vice-président; Robert Parsons, président, Comité des finances.

En vertu du mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité entreprend l'étude de l'avenir des industries pétrolières et minières du Canada. (Voir *Procès-verbaux et témoignages du jeudi 20 août 1987, fascicule n° 26.*)

Bill Gatenby fait une déclaration liminaire et, avec les autres témoins, répond aux questions.

À 10 h 14, la séance est suspendue.

À 10 h 19, le Comité reprend ses travaux.

Robert Ginn et Robert Parsons font une déclaration liminaire et répondent aux questions.

À 11 h 20, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation du président.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Thursday, September 17, 1987

• 0906

The Chairman: Order. The order of the day is the future of the Canadian petroleum and mining industries. I want to welcome the witness from the Canadian Petroleum Association, Mr. Bill Gatenby, president, and his colleagues. We certainly appreciate your coming down here, Mr. Gatenby.

The main reason for the meetings we are holding with the various associations, and especially the mining industry later on, has to do with the future of these two industries, the petroleum and mining industries. We have seen a lot of action since 1984 in the dismantling of the National Energy Program, and then of course you had a record year in 1985, only to be followed by the disastrous fall in oil prices in the provinces that you and your industry have suffered during the past 12 to 18 months. I wondered if you and your colleagues, Mr. Gatenby, could review the last couple of years and look to the future of your particular industry and where you see you will be going.

Mr. W.A. Gatenby (Chairman, Canadian Petroleum Association): Madam Chairman, I did have an opening statement that was a kind of overview. My colleagues are Hans Maciej, technical vice-president, Canadian Petroleum Association; Mr. Larry Fisher, who is employed with Esso and is chairman of the Canadian Petroleum Association Economics Committee; and Mike Ratuski, who is also with the Canadian Petroleum Association.

Thank you for the invitation to discuss with you the current status and outlook for our industry. Let me say at the outset that I bring to you today a much more positive outlook for our industry than would have been the case just a few short months ago. I think the mood in our industry is best described as "cautiously optimistic". By no means are we yet out of the woods, and price uncertainties continue to hang over our heads, but we are certainly encouraged by the strengthening of world oil prices and the success of OPEC's supply-management program. Both are likely, however, to be severely tested in the next few weeks.

The industry's cashflow is improved over last year because of the strengthened oil prices and also because of the changes to Alberta's pro-rationing system. Shut-in production volumes have been virtually eliminated since June. That system, I might add, is working for all of us. I have talked to the CPAC and IPAC people, and there

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le jeudi 17 septembre 1987

La présidente: À l'ordre. Notre ordre du jour est consacré à l'avenir des industries pétrolières et minières du Canada. Je souhaite la bienvenue aux témoins de l'Association pétrolière du Canada, M. Bill Gatenby, le président, ainsi qu'à ses collègues. Nous vous sommes reconnaissants d'être venus ici aujourd'hui, monsieur Gatenby.

Les rencontres que nous avons eues avec les diverses associations, et notamment par la suite avec les représentants de l'industrie minière, portent sur l'avenir de ces deux industries, l'industrie pétrolière et l'industrie minière. Il y a eu de nombreux rebondissements depuis 1984, avec la suppression du Programme énergétique national, puis une année record en 1985, qui a été suivie par l'effondrement désastreux dont votre industrie et vous-mêmes dans vos provinces avez été victimes depuis 12 à 18 mois. Pourriez-vous récapituler avec vos collègues, monsieur Gatenby, ces deux dernières années et nous donner une vue de l'avenir de votre industrie tel que vous le voyez.

M. W.A. Gatenby (président, Association pétrolière du Canada): Madame la présidente, j'avais préparé une déclaration d'introduction qui faisait en quelque sorte le tour de la question. Mes collègues sont Hans Maciej, vice-président technique de l'Association pétrolière du Canada, M. Larry Fisher, qui travaille chez Esso et qui est président du Comité des affaires économiques de l'Association pétrolière du Canada, et Mike Ratuski, qui fait aussi partie de l'Association pétrolière du Canada.

Je vous remercie de nous avoir invité à venir discuter avec vous de la situation actuelle et des perspectives de notre industrie. Je dirais d'emblée que j'arrive ici avec une vision beaucoup plus optimiste pour notre industrie que cela n'aura été le cas il y a quelques mois seulement. Je pense que la tendance de notre industrie est actuellement à ce qu'on peut appeler un «optimisme prudent». Nous ne sommes certainement pas sortis de l'auberge, et les cours demeurent incertains, mais le renforcement des cours pétroliers internationaux et le succès du programme de gestion de l'offre de l'OPEP sont des signaux très encourageants. Toutefois, il faudra suivre cela de très près au cours des prochaines semaines pour voir ce que cela donne.

La capacité d'autofinancement de l'industrie s'est améliorée par rapport à l'an dernier grâce à la reprise des cours et aux modifications apportées au système de pro rata de l'Alberta. Les fermetures de production sont pratiquement supprimées depuis juin, et j'ajoute que ce régime est excellent pour nous. J'ai eu des discussions

[Texte]

have been no major complaints. It is working as we hoped it would.

As a result of the greater cashflow, the industry has increased investments, and activity levels are now well ahead of last year's pace. At the beginning of the year there was serious doubt that 1987 drilling levels would even hold at last year's dismal record. We can now report that the western basin drilling activity is twice the level it was about a year ago.

With a reasonable start for winter drilling—a cold winter for drilling and the Olympics, that is—final drilling statistics for 1987 should show an increase of about 10% over the almost 6,000 wells we completed in 1986. For next year, 1988, we expect another 10% to 15% increase, barring unforeseen major events. Seismic activity is also well ahead of last year, and government land sales are significantly higher, which bodes very well for the 1988 activity levels.

• 0910

Let me say a few words about the industry's effort to adjust to the lower price environment. The 1986 price collapse forced a major offence upon costs. In the prior 10 years our operating costs had been growing at an annual rate of around 17%, which means the total cost doubled every four years. Last year, industry reduced overall operating costs by 2.6%, which was a major achievement. Unfortunately, one of the elements in the cost offensive was the loss of industry jobs. I am very happy to report that the outlook for future job opportunities is also improving.

Strengthening world oil prices will always help us but we now know we cannot depend on it. The industry must put continuous emphasis on becoming more efficient and certainly on developing new technology. We are proud of our achievements, and especially the tremendous progress that has been made in oil sands development, particularly in reducing the cost of production. The huge oil sands reserves, of course, are a major supply source for the country and the technological and cost efficiencies will certainly stand us in good stead in the new economic environment.

Our industry is now in the middle of preparing budgets and business plans for 1988. As I already indicated, we are expecting a higher activity level in the western basin. Frontier activity will be limited. In the oil sands, industry is going to be fairly active, much more than anybody anticipated following the price crash.

[Traduction]

avec les membres du Comité des affaires économiques de l'Association et de l'APIC, qui n'ont pas d'objections majeures. Tout fonctionne comme nous l'espérons.

Grâce à l'amélioration de la marge brute d'autofinancement, l'industrie a pu accroître ses investissements et les niveaux d'activités dépassent largement ceux de l'année dernière. Au début de l'année, on craignait que les niveaux de forage ne soient même pas aussi importants que l'année dernière qui avait été absolument dramatique. Nous sommes au contraire en mesure d'annoncer maintenant que les forages dans le bassin de l'Ouest ont pratiquement doublé par rapport à il y a un an.

Avec un bon départ pour les forages d'hiver—un hiver froid pour le forage et pour les Jeux olympiques—les statistiques finales de forage pour 1987 devraient dégager une augmentation d'environ 10 p. 100 par rapport aux presque 6,000 puits terminés en 1986. Pour l'année prochaine, 1988, nous prévoyons une nouvelle augmentation de 10 à 15 p. 100, sauf imprévus. L'activité sismique est aussi en nette progression par rapport à l'an dernier, et les ventes de terres du gouvernement ont nettement augmenté, ce qui augure fort bien de l'année 1988.

Quelques mots des efforts de l'industrie pour s'adapter à la baisse des prix. L'effondrement de 1986 a nécessité un effort considérable de réduction des coûts. Depuis dix ans, nos frais d'exploitation augmentaient de 17 p. 100 par an environ, c'est-à-dire que leurs coûts doubleraient tous les quatre ans. L'an dernier, l'industrie a réussi une performance remarquable en réduisant ses frais d'exploitation de 2,6 p. 100. Malheureusement, la diminution des effectifs a constitué l'un des éléments de cette offensive. Je suis heureux de pouvoir vous dire que les perspectives en matière d'emploi sont aussi plus prometteuses.

La reprise des cours mondiaux sera toujours une bonne chose pour nous, mais nous savons que nous ne pouvons pas compter uniquement là-dessus. Il faut que l'industrie continue en permanence à essayer de devenir plus efficace et de mettre au point de nouvelles technologies. Nous sommes fiers de ce que nous avons accompli, particulièrement des progrès fantastiques réalisés dans le domaine de la mise en valeur des sables bitumineux, notamment au niveau de la réduction des coûts de production. Les énormes réserves de nos sables bitumineux sont évidemment une source d'approvisionnement considérable pour notre pays, et les progrès sur le plan de la technologie et des coûts que nous avons accomplis vont nous permettre de très bien nous placer dans le nouveau contexte économique.

Notre industrie prépare actuellement les budgets et les plans d'exploitation de 1988. Encore une fois, nous prévoyons une progression de l'activité dans le bassin de l'Ouest. Les activités dans les zones pionnières vont demeurer limitées. Dans le domaine des sables bitumineux, l'industrie va être relativement active,

[Text]

This is a very optimistic outlook, but the events of 1986 will not be forgotten and prudence will be the watchword in 1988 and beyond. The gas market will also remain a major concern, both from a price and demand perspective.

In conclusion, let me acknowledge the positive role that governments have played in the adjustment to the radical changes that have taken place. We are particularly pleased by the recognition that we are all in this together and not on opposing sides. The new climate of consultation and co-operation will hopefully be a lasting one, and we feel to the benefit of all Canadians. There are many uncertainties ahead that will challenge our joint capabilities to the limit, but I am an optimist. Madam Chairman, you know as well as I do that you have to be an optimist to be in this business.

Thank you very much for having us here, and we look forward to the discussion.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Gatenby. We certainly appreciate your opening remarks. You mentioned that the industry is busy drawing up their budgets for 1988. Would you be basing that on \$18 a barrel U.S.?

Mr. Gatenby: That is probably a decision each company takes on its own, Madam Chairman, but the impression I have is most people are using that as the most probable case. I think we are likely looking at a \$20 or \$22 case with some upside, and maybe a fallback position to \$15 or \$16. I think \$18 is the guess most companies are making for the average next year. Personally, I think it will do a little better than that.

The Chairman: That is the optimism coming out, is it not?

Mr. Gatenby: That is right, yes.

The Chairman: That is like Mr. Gagnon. He is optimistic today too; he is celebrating his big 50. I think we should all congratulate him.

Mr. Gatenby: Congratulations.

Mr. Gagnon: Thank you, but the word is not "congratulations", it is "condolences".

The Chairman: Mr. Gatenby, would you reflect a bit and give a few comments on the National Energy Board's decision to remove the surplus tests on natural gas exports?

Mr. Gatenby: I will, and perhaps I will get Mr. Maciej to comment also. I think it is a landmark decision. Removing the controls we had and the stringent surplus demands from the past was intelligent. I notice it was a

[Translation]

beaucoup plus qu'on ne le prévoyait après l'effondrement des cours.

Nous sommes donc très optimistes, mais nous n'oublierons pas ce qui s'est passé en 1986, et la prudence sera de mise en 1988 et après. Le marché du gaz demeure une source importante de préoccupation tant du point de vue du prix que de la demande.

En conclusion, j'aimerais souligner le rôle positif joué par les gouvernements pour nous permettre de nous adapter à l'évolution radicale qui s'est produite. Nous sommes particulièrement heureux de constater que nous sommes tous du même bord. Espérons que ce nouveau climat de consultation et de coopération sera durable, et qu'il profitera comme nous le pensons à tous les Canadiens. Nos capacités communes seront fortement mises à l'épreuve par de nombreuses incertitudes, mais je suis optimiste. Vous savez comme moi, madame la présidente, qu'il faut être optimiste quand on est dans ce secteur.

Merci beaucoup de nous avoir invités, nous sommes prêts à répondre à vos questions.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Gatenby. Nous vous sommes reconnaissants de cette introduction. Vous avez dit que l'industrie était en train d'élaborer ses budgets de 1988. Ces budgets vont-ils se fonder sur un cours de 18 dollars américains le baril?

M. Gatenby: C'est à chaque société individuellement d'en décider, madame la présidente, mais j'ai l'impression que c'est généralement l'hypothèse qui est retenue comme la plus probable. Nous allons probablement envisager une hypothèse à 20 ou 22 dollars dans une perspective de hausse, et peut-être une position de repli à 15 ou 16 dollars. Je crois que la majorité des compagnies mise sur une moyenne de 18 dollars pour l'année prochaine. Personnellement, je pense que ce sera un peu plus que cela.

La présidente: Ça, c'est votre côté optimiste.

M. Gatenby: C'est vrai.

La présidente: C'est comme M. Gagnon. Il est optimiste lui aussi, il fête ses 50 ans et il mérite d'être félicité.

M. Gatenby: Félicitations.

M. Gagnon: Merci, mais plutôt que «félicitations», c'est «condoléances» qu'il vaudrait mieux dire.

La présidente: Monsieur Gatenby, pourriez-vous rapidement nous donner vos réflexions sur la décision de l'Office national de l'énergie de supprimer le test de détermination des excédents pour les exportations de gaz naturel?

M. Gatenby: Certainement, et j'inviterais peut-être aussi M. Maciej à intervenir. C'est une décision qui fera date. La suppression des contrôles et des exigences très serrées en matière d'excédents dans le passé a été une

[Texte]

unanimous decision by the board, so we compliment them, and certainly the chairman.

• 0915

I think the idea of having consumers involved in hearings in the future is very sound. I think we underestimate ourselves as Canadians. I think we will do a good job on an honour system and it will get the country ready and poised for additional gas exports to the U.S. and additional markets in Canada as prices and demand improve. As a result, we are going to find more gas. The surplus has been the greatest deterrent to looking for gas and it is going to go forward. There is a lot of gas to be found and we are going to find it. Hans, would you like to add a comment to that?

Mr. Hans Maciej (Vice-President, Canadian Petroleum Association): It is a very rational and market-sensitive approach. I think we have been living under an illusion with the previous protection formulas that a formula is going to guarantee demand. It was never there. This new approach will be of benefit both to the user and the people who have to generate the supplies. It is much more realistic. It takes all the smoke and mirrors out of the system and lets the buyers and sellers sit down at the table and make sure the supplies are there for the future.

The Chairman: Are we still living under the FERC option, which was creating problems on the double-demand charge?

Mr. Maciej: Yes, we still have that problem, but it is slowly being resolved. We are waiting for the administration's assessment of the policies as well as the review underway by FERC. I assume next month we will have some information about the direction in which it is going.

The Chairman: Mr. MacLellan, would you like to begin the questioning?

Mr. MacLellan: Mr. Gatenby and gentlemen, thank you very much for taking the time to come to appear before us this morning. I would like to join in wishing Mr. Gagnon a very happy birthday. He does not look a day over 55.

Mr. Gatenby: The word in Calgary is that he is really 30. He has led a good life.

Mr. MacLellan: Mr. Gatenby, what are some of the observations of the Canadian Petroleum Association about the white paper? Do they have any concerns with any of the suggestions in the white paper?

Mr. Gatenby: Mr. MacLellan, on an overall basis I think we were very pleased with the elements in the white paper. We have had a reduction in our tax level. I think we came down by about one percentage point. I am not a taxation expert, but let us say it is 20% to 20.50%, which

[Traduction]

décision intelligente. Je constate que cette décision a été prise à l'unanimité par l'Office, qui mérite toutes nos félicitations ainsi que son président.

Je pense que c'est une excellente idée de faire participer les consommateurs aux audiences. J'ai l'impression que les Canadiens se sous-estiment. Je pense que nous serons dignes de la confiance qui nous est accordée et que nous allons préparer le pays à une augmentation de nos exportations de gaz vers les États-Unis et vers d'autres marchés au Canada au fur et à mesure que les prix et la demande vont s'améliorer. Par conséquent, nous allons trouver de nouveaux gisements de gaz. Les excédents ont été le principal obstacle à la recherche de nouvelles sources de gaz, mais nous allons progresser sur ce plan. Il y a des quantités de gaz à trouver, et nous allons les trouver. Hans, vous voulez ajouter quelque chose?

M. Hans Maciej (vice-président, Association pétrolière du Canada): Voilà une attitude tout à fait rationnelle et conforme au marché. Avec les précédentes formules de protection, nous avons vécu dans l'illusion qu'une formule pouvait garantir la demande. Cela n'a jamais été le cas. La nouvelle approche va être avantageuse aussi bien pour l'utilisateur que du côté de l'offre. Elle est beaucoup plus réaliste. Elle fait disparaître toutes les illusions existantes et permet aux acheteurs et aux vendeurs de discuter ensemble et de s'assurer qu'il y aura une offre disponible à l'avenir.

La présidente: Suivons-nous toujours l'option de la FERC, qui présentait des problèmes avec la question de la double demande?

M. Maciej: Oui, le problème demeure, mais il est en train de se résoudre progressivement. Nous attendons l'évaluation des politiques par l'administration ainsi que le résultat de l'examen que réalise actuellement la FERC. Je pense que nous serons un peu mieux renseignés dans un mois sur les orientations qui vont se dégager.

La présidente: Monsieur MacLellan, vous voulez attaquer les questions?

M. MacLellan: Monsieur Gatenby, messieurs, je vous remercie d'avoir pris le temps de venir comparaître ici ce matin. J'aimerais moi aussi souhaiter un très bon anniversaire à M. Gagnon, qui n'a vraiment pas l'air d'avoir plus de 55 ans.

M. Gatenby: A Calgary, on dit qu'en réalité il n'en a que 30. Il a bien vécu.

M. MacLellan: Monsieur Gatenby, pouvez-vous nous donner quelques-unes des réactions de l'Association pétrolière du Canada au Livre blanc? Les suggestions de ce Livre blanc l'inquiètent-elle?

M. Gatenby: En gros, monsieur MacLellan, nous nous réjouissons de ce Livre blanc. Notre niveau d'imposition a été réduit. Je crois qu'il a diminué d'un p. 100. Je ne suis pas un expert fiscal, mais disons que cela représente 20 à 20,50 p. 100, ce qui nous laisse une avance d'environ 1 p.

[Text]

still leaves us about 1% ahead on average industry. We are delighted. It was always a concern in our business. I think it was very fair.

So far as the specifics go, we have concern with a couple of items. They are not major, but we are going before Mr. Blenkarn on Tuesday in Edmonton and we will discuss them in depth. The put-in-use rule for the mega projects is of some concern. We think it should be looked at closely. The loss of depletion for enhanced oil recovery will make some projects a little more marginal. I am sure we, along with the Government of Alberta, would like to have a close look at that.

The third item was deductibility of royalties. I am still a great believer that royalties should be deducted and people should have real deductions rather than the 25% where you have artificial winners and artificial losers. I do not think the change of money would be consequential. It is not a big item and I think it can be addressed in the future. I will get Larry Fisher to add some comments, but I think it is a fair program for our industry.

Until we see more about it the sales tax probably does not deserve much comment. I guess our only concern is that we hope it is an easily identified tax which can be passed on to the consumer. I think it is the principle in mind. Larry, did you want to add something?

• 0920

Mr. Larry Fisher (Chairman, Economics Committee, Canadian Petroleum Association): I can comment that the impact of the tax proposals on our industry in total has been a fairly neutral thing. It has slightly reduced our estimated effective tax rates and brought them, as Bill mentioned, roughly into line with those of the rest of the economy.

The impact on the conventional exploration and development activity is, by and large, quite neutral. We see that some projects have been made a little less economic, and others that were more viable in the first instance have actually improved. Investments in the conventional side of the business should tend to be pretty much at the levels they would have been otherwise.

There is an adverse impact on certain projects, especially those projects that were in receipt of the earned depletion allowance. They have sometimes shown very significant negative impacts. This is especially so of the large oil sands projects such as integrated oil sands developments that involve mining and upgrading of the oil. They have had a major negative impact from earned depletion, and then a second impact from the put-in-use rule. The frontier projects show a negative impact, which is chiefly attributable to the put-in-use rule.

[Translation]

100 sur la moyenne de l'industrie. Nous en sommes enchantés. C'est un problème que nous avons depuis toujours, et je crois que c'est une décision juste.

Pour entrer dans le détail, nous avons une ou deux sources de préoccupation. Ce sont des préoccupations mineures, mais nous allons rencontrer M. Blenkarn mardi à Edmonton pour en discuter sérieusement. La règle de mise en marche pour les mégaprojets nous préoccupe. Je pense qu'il faut l'étudier de près. La perte de l'épuisement pour la récupération assistée va rendre un peu plus tangents certains projets. Je suis sûr que, comme le gouvernement de l'Alberta, nous souhaiterions creuser un peu la question.

Le troisième point est la déductibilité des redevances. Je persiste à être convaincu qu'il faut déduire des redevances et qu'il faudrait des déductions réelles au lieu des 25 p. 100 qui font des gagnants artificiels et des perdants artificiels. Je ne pense pas que cela entraînerait de bouleversement financier. Ce n'est pas une question très importante, et je pense qu'on pourra la régler à l'avenir. Larry Fisher pourra compléter mes remarques, mais je pense que c'est un bon programme pour notre industrie.

Sur la taxe de vente, nous n'avons probablement pas grand-chose à dire avant d'en savoir un peu plus. Disons simplement que nous espérons que ce sera une taxe facile à déterminer et à répercuter sur le consommateur. Je pense que c'est cela le principe de base. Larry, vous avez quelque chose à ajouter?

M. Larry Fisher (président, Comité des affaires économiques, Association pétrolière du Canada): Je peux vous dire que l'incidence des propositions fiscales sur notre secteur en général a été plutôt neutre. Nos taux d'imposition réels ont été légèrement réduits, comme l'a signalé Bill, et ils se rapprochent de ceux du reste de l'économie.

Pour ce qui est de la prospection et de la mise en valeur classique, grosso modo, c'est neutre. Certains projets sont un peu moins rentables alors que d'autres, plus prometteurs d'emblée, s'en trouvent mieux. Les investissements dans les secteurs classiques de nos entreprises se maintiendront sans doute au même niveau que ce qu'ils auraient été de toute façon.

L'incidence est néfaste dans le cas de certains projets, surtout ceux qui pouvaient compter sur la déduction pour épuisement gagné. On a pu constater parfois une incidence très négative. C'est particulièrement vrai dans le cas de l'exploitation des sables bitumineux comme les projets de mise en valeur des sables bitumineux intégrés qui signifient l'extraction et l'amélioration du pétrole. Ces projets ont donc été sévèrement atteints par la suppression de la déduction pour épuisement gagné et à cela s'est ajoutée la règle de mise en marche. Les projets dans les régions éloignées ont été atteints de la même façon, essentiellement à cause de cette dernière règle.

[Texte]

The other area that has been seriously impacted is enhanced oil recovery in order to obtain more oil from our old light crude reservoirs and to develop our conventional heavy oil reservoirs. There has been a negative impact from the removal of the earned depletion allowance.

The net effect of these measures, if they are not addressed through some other measures perhaps outside of the income tax system, will be to curtail development in some cases and to slow it in other cases.

Mr. MacLellan: Therefore the reduction of the capital cost allowance would be more than compensated by the reduced tax rate.

Mr. Fisher: Those tend to offset.

Mr. MacLellan: Yes. It does tend to offset. Do you think the put-in-use rule and the loss of earned depletion on projects such as Syncrude and the enhanced oil recovery is going to make a difference in the actual activity in enhanced oil recover and perhaps the further expansion of Syncrude?

Mr. Fisher: With respect to the large projects such as the Syncrude expansion or a new grass-roots oil sand facilities, those projects were not viable under current price outlooks. They would require assistance anyway. They are significantly less viable. The amount of assistance that would be required to bring them forward, or alternatively the amount of price growth that would be necessary to make them viable, is going to be significantly increased by the removal of earned depletion allowance.

On the enhanced oil recovery, the impact is not as large, but it is still quite significant. These clearly are high-cost oil developments. There is a great deal of front-end expenditure, primarily in the form of injectants. There is also in some cases a lot of capital investment. If this capital investment could receive some assistance analogous to the earned depletion allowance, then the more marginal ones, which tend to be the next generation of projects, would be assisted to proceed at an earlier date.

Mr. MacLellan: I frankly feel it is unfortunately that the put-in-use and the loss of the earned depletion on projects such as Syncrude and Frontier were included. Frankly, I am not altogether sure that in a lot of these cases the ramifications were taken into consideration; that, I hope, will be changed.

• 0925

Mr. Gatenby: I think there has been the impression, of course, and I think in a sense this is going to always be the case, that each one of these major projects will be considered on an individual basis. The impression I have from the operators of Hibernia is that they are discussing this in depth and you almost are going to have to have a special arrangement, Mr. MacLellan.

[Traduction]

Par ailleurs, la récupération assistée du pétrole a été gravement atteinte, car il s'agit de pétrole supplémentaire obtenu à partir des vieilles réserves de brut léger et de la mise en valeur du pétrole lourd classique. Il y a eu un effet négatif dû à la suppression de la déduction pour épuisement gagné.

Somme toute, si on n'a pas recours à d'autres mesures ailleurs que dans le régime fiscal, on constatera que la mise en valeur est stoppée dans certains cas ou ralentie dans d'autres.

M. MacLellan: Par conséquent, la réduction de la déduction pour amortissement sera plus que compensée par la réduction du taux d'imposition, n'est-ce pas?

M. Fisher: Oui, c'est un effet de levier.

M. MacLellan: Je vois. Il y aurait donc effet de levier. Pensez-vous que la règle de mise en marche et la suppression de la déduction pour épuisement gagné, dans le cas de projets comme celui de Syncrude ou dans le cas de la récupération assistée du pétrole, vont faire une grosse différence du point de vue de l'activité actuelle et future?

M. Fisher: Il faut dire que, de toute façon, étant donné les prix courants, des gros projets comme l'intensification de Syncrude ou de nouvelles installations d'extraction des sables bitumineux ne sont pas rentables. Il faudrait de l'aide de toute façon. Dans les nouvelles conditions, ils sont beaucoup moins rentables. L'aide qui serait nécessaire pour les faire avancer, ou à défaut, l'augmentation des prix qui serait nécessaire pour qu'ils soient rentables, devra être beaucoup plus intense à cause de la suppression de la déduction pour épuisement gagné.

Dans le cas de la récupération assistée du pétrole, l'incidence n'est pas très grande, mais elle est appréciable. Il s'agit essentiellement de projets de mise en valeur coûteux. Il y a beaucoup de dépenses au départ, essentiellement des injections. Dans certains cas, il y a beaucoup de dépenses d'immobilisation. Si on pouvait venir en aide de ce côté-là, un peu comme le faisait la déduction pour épuisement gagné, les projets les plus marginaux, c'est-à-dire la prochaine génération de projets, pourraient démarrer plus tôt.

M. MacLellan: Je pense qu'il est tout à fait déplorable que la règle de mise en marche et la perte de la déduction pour épuisement gagné viennent torpiller des projets comme ceux de Syncrude et de Frontier. En toute franchise, je ne suis pas du tout sûr que dans bien des cas on ait envisagé les conséquences. J'espère qu'on va remédier à cela.

M. Gatenby: Je pense qu'on a donné l'impression, et j'espère que ce sera confirmé, que chacun des grands projets allait être considéré comme un cas particulier. D'après mes entretiens avec les gens d'Hibernia, je sais qu'ils en discutent abondamment et je pense qu'il va falloir une entente spéciale, monsieur MacLellan.

[Text]

I think generic rules that would cover the bread-and-butter projects and then the major projects are awfully hard to develop, so I think we have always been given the impression that we are welcome to come down as operators and discuss it and see what arrangements can be made. I do not know how that will work. That is just an observation.

Mr. MacLellan: I appreciate your point of view, Mr. Gatenby, but that does not really calm my concern so much, because during the election campaign we were told that assistance to the energy sector should be through the tax system, and now this is changed. I think it is important to have it one way or the other by having a turn-around. In my own mind, I just want to get it straight as to how this is going to be done. I think it is important.

There is a tremendous amount of difference to be made up. I do not know what it is with respect to Syncrude. I would hope that if your association does not have the figures right now, perhaps you will have them for next Thursday when you appear before the Finance Committee, but I think it could be as much as 3% or 4% perhaps in additional costs when talking about a project like the expansion of Syncrude or Hibernia. I do not know what it would be on enhanced oil recovery. I think it is important.

I am not saying anyone is at fault for putting these in, because I honestly feel that it is a white paper and it is there to be tested. I think it is up to people to put forward their points of view. I am hopeful that the point of view you put forward will make a difference to the government.

The Chairman: Thank you, Mr. MacLellan. I just want to draw to your attention the Finance Minister's white paper that he brought down. There is a paragraph on page 48 that states major projects with long lead times are high-risk, given the volatile and uncertain nature of the world oil market. As Michael says here:

Accordingly, as in the past, the government will consider what adjustments in non-tax assistance would be appropriate to encourage major oil and gas projects which provide important regional or national benefits and are fundamentally economic.

He states here that:

Enhanced oil recovery by tertiary techniques also experiences higher costs and greater risks than the conventional industry. The government will consider what new forms of assistance might be required by such activity in light of industry economics and our future energy needs.

Mr. Fisher, you mentioned, when you spoke—

[Translation]

À mon avis, des règles générales qui viseraient les projets ordinaires comme les grands projets seraient très peu pratiques et je pense qu'on a toujours eu l'impression qu'on nous encourageait, en tant qu'administrateurs de projets, à venir discuter d'aménagements éventuels. Je ne sais pas si nous pourrions réussir dans ce cas-ci. Je voulais tout simplement signaler cela.

M. MacLellan: Je comprends bien votre point de vue, monsieur Gatenby, mais cela n'apaise pas vraiment mon inquiétude car pendant la campagne électorale, on nous a dit que l'aide au secteur de l'énergie passait par le régime fiscal et voilà que l'on change d'avis. Je pense qu'il est important de l'obtenir d'une manière ou d'une autre grâce à un redressement. Je voudrais pour ma part savoir très clairement comment on procédera. Je pense que c'est important.

Il y a une différence énorme à combler. Je ne sais pas ce que cela représente pour Syncrude. J'espère que si votre association n'a pas les chiffres nécessaires en main, elle pourra les obtenir avant jeudi quand vous comparaitrez devant le Comité des finances. Je pense que cela représentera une augmentation de coûts de 3 à 4 p. 100 pour l'expansion de projets comme Syncrude ou Hibernia. Je ne sais pas ce qu'il faudrait dans le cas de la récupération assistée du pétrole. Je pense que c'est important.

Je ne jette pas le blâme sur qui que ce soit car honnêtement, il s'agit d'un livre blanc que l'on lance comme un ballon d'essai. Je pense qu'il faut que les intéressés fassent connaître leurs opinions. J'espère que la vôtre va faire réfléchir le gouvernement.

La présidente: Merci, monsieur MacLellan. Je voudrais revenir au Livre blanc que le ministre des Finances a déposé. À la page 48, on dit que les grands projets qui exigent le long terme sont très risqués, étant donné la nature incertaine et changeante du marché mondial du pétrole. Comme Michael le dit ici:

Par conséquent, comme par le passé, le gouvernement envisagera les rajustements qu'il convient d'apporter aux formes non fiscales d'aide afin d'encourager les grands projets pétroliers et gaziers qui assurent d'importantes retombées régionales ou nationales et sont économiquement sains.

Il ajoute:

La récupération assistée du pétrole par les techniques tertiaires se caractérise également par des dépenses et des risques plus élevés que dans l'industrie de type classique. Le gouvernement étudiera les nouvelles formes d'aide qui pourraient être nécessaires dans ce domaine, à la lumière des facteurs économiques propres à cette industrie et de nos besoins énergétiques futurs.

Monsieur Fisher, vous avez dit quand vous avez parlé...

[Texte]

Mr. MacLellan: Excuse me, I disagree. I feel that is a change of policy. That is all I want to say.

The Chairman: You mentioned benefits outside the tax system. Do you have anything in mind or any suggestions that you will be making to Mr. Blenkarn's committee?

Mr. Fisher: We do have some ideas as to how enhanced oil recovery might be handled. I think the matter of the major projects is appropriately left to a resolution on a project-by-project basis simply because the need for those projects to proceed in the current timeframe is much greater than the impact of just the tax reform proposals.

With regard to enhanced oil recovery, these are hundreds of projects and they range from very small to quite significant but cumulatively, they have had a very major impact on Canadian light oil supplies and could increase light and heavy supplies in the future. These projects cannot practically be handled on a case-by-case basis. They will have to be handled with some kind of generic incentive if they are to be assisted. We have looked at some of the options to assist them, and the options that are practical for a generic application are few. It really does come down to the fact that the income tax system is probably the best way to deliver an incentive to these projects.

• 0930

The Chairman: Is this directly proportional to the \$18 or \$19 a barrel today? What happens if oil goes to \$30 or \$35? Do you still feel some sort of an incentive is needed?

Mr. Fisher: I think that is a totally different world—

The Chairman: Hypothetical.

Mr. Fisher: —from what we are in or even anticipate being in. Certainly prices could rise dramatically, but they would be highly vulnerable. It is very hard to answer that kind of a question.

Mr. Gagnon: Gentlemen, thank you for appearing this morning. I certainly like the tone you set, Mr. Gatenby. It is a very optimistic and very positive tone.

To follow up on Mr. MacLellan's question, especially about earned depletion, I understand a mining project such as a Syncrude has earned depletion. Is that correct?

Mr. Fisher: That is correct.

Mr. Gagnon: Does an *in situ* recovery project, such as Cold Lake, have earned depletion?

Mr. Fisher: Yes, it also does.

[Traduction]

M. MacLellan: Excusez-moi, je ne suis pas d'accord. Je pense qu'il y a une modification de la politique ici et c'est ce que je tiens à souligner.

La présidente: Vous avez parlé des avantages qui seraient offerts en dehors du régime fiscal. Avez-vous quelque chose en tête ou des propositions à faire au Comité de M. Blenkarn?

M. Fisher: Nous avons quelques idées sur la façon dont on pourrait traiter la récupération assistée du pétrole. Je pense que la question des grands projets peut être réglée cas par cas pour la bonne raison qu'il est plus important de faire progresser ces projets suivant le calendrier prévu que de se soucier des seules propositions de réforme fiscale.

Pour ce qui est de la récupération assistée du pétrole, il y a des centaines de projets, de petits comme de plus importants mais dans l'ensemble, elles ont eu un effet important sur les approvisionnements canadiens en pétrole léger et elles pourraient continuer d'en avoir un sur le léger comme le lourd à l'avenir. Ces projets ne peuvent pas être étudiés cas par cas et il va falloir offrir des encouragements globaux, si tant est qu'on veut continuer de les assister. Nous avons envisagé certaines possibilités d'aide et il y en a peu qui soient pratiques de façon globale. On en revient toujours à la même chose, c'est le régime fiscal qui semble être le meilleur moyen de fournir des mesures d'encouragement à ces projets.

La présidente: Est-ce que cela est directement proportionnel au prix actuel de 18 dollars ou 19 dollars le baril? Qu'arrivera-t-il si le prix grimpe à 30 dollars ou à 35 dollars? Pensez-vous qu'il faudra alors des mesures d'encouragement?

M. Fisher: Je pense que c'est une situation tout à fait différente. . .

La présidente: Hypothétique.

M. Fisher: . . . de celle que nous connaissons actuellement ou que nous pouvons concevoir. Certains prix pourraient grimper de façon spectaculaire, mais ce serait une situation très vulnérable. Il est très difficile de répondre à cette question.

M. Gagnon: Messieurs, merci d'être venus ce matin. Monsieur Gatenby, j'aime beaucoup le ton sur lequel vous présentez les choses. C'est un ton très optimiste et très positif.

Je vais reprendre les mêmes sujets que M. MacLellan, notamment la déduction pour épuisement gagné car je crois savoir que le projet d'extraction de Syncrude en a profité. Est-ce que je me trompe?

M. Fisher: Non.

M. Gagnon: Est-ce qu'un projet de récupération *in situ* comme celui de Cold Lake, profite de cette déduction pour épuisement?

M. Fisher: Oui, également.

[Text]

Mr. Gagnon: Does an enhanced oil recovery have earned depletion?

Mr. Fisher: Yes, it does on much of its capital investment.

Mr. Gagnon: Does a conventional oil well have earned depletion?

Mr. Fisher: No.

Mr. Gagnon: We have a conventional oil well and something that Syncrude puts out. Let us compare those two. Is there any difference in the product as far as the ultimate sale is concerned?

Mr. Fisher: No, there is no difference in the product.

Mr. Gagnon: Why would one want to have a situation whereby a Syncrude would have the benefit of an earned depletion? I understand they have both a royalty write-off and a resource allowance write-off. When Interprovincial Pipe Line had a limitation on through-put, Syncrude production had priority space allocated whereas conventional production was being shut in. Inasmuch as the products are equal, why should one be given all of these benefits over the other? Why should we not have a level playing field for conventional versus a Syncrude?

Mr. Fisher: I do not think we are saying that the playing field should be tilted in favour of any one project. I do, however, think it is a matter for national consideration as to whether these large projects should proceed, recognizing their very great importance in terms of our future supplies.

We obviously should be developing our conventional resources as aggressively as we can, and I think the industry fully intends to pursue those opportunities. The matter is whether those large projects, which are seen to be very important to our future economic and supply contribution, should be assisted in this current environment so they are available in the future. I think that is a matter for national consideration.

Mr. Gatenby: Given what the provinces have done, Paul, you are well aware of, especially in Alberta, with enhanced recovery royalty, there is certainly some incentive for tertiary recovery through the royalty system. Also, it has worked well.

Mr. Gagnon: Gentlemen, what bothers me is your telling me the government should be back in there picking winners and losers. We have been trying since 1984 to get the government out of there. Frankly, I do not think the government knows whether a Hibernia is better than an Amauligak or is better than a tar sands plant. Based on the last time they got into the ballgame, I can see that we have \$10 billion invested through PIP grants with not a barrel of oil to show for it, as far as being productive is concerned. I hate to see the government going in there and doing it all over again.

This is what bothers me with your suggestion that we should be picking winners and losers. It seems to me that if you have a level playing field, the market looks after it. If

[Translation]

M. Gagnon: Est-ce qu'on peut en dire autant du projet de récupération assistée du pétrole?

M. Fisher: Oui, sur une grande partie des dépenses d'immobilisation.

M. Gagnon: Est-ce qu'un puits de pétrole classique peut profiter des déductions pour épuisement gagné?

M. Fisher: Non.

M. Gagnon: Comparons un puits de pétrole classique et Syncrude, par exemple. Est-ce qu'on fait une différence entre les deux du point de vue du produit vendu?

M. Fisher: Non, il n'y a pas de différence.

M. Gagnon: Pourquoi alors offrirait-on à Syncrude l'avantage d'une déduction pour épuisement gagné? Si j'ai bien compris il y a des déductions pour redevances et à l'égard des ressources. Quand la International Pipe Line s'est vu imposer des limites sur sa production, la production de Syncrude a reçu une priorité tandis que la production classique a été réduite. Dans la mesure où il s'agit du même produit, pourquoi offrirait-on tous les avantages à l'un et pas à l'autre? Pourquoi n'y aurait-il pas égalité des conditions pour le pétrole classique comme pour Syncrude?

M. Fisher: Nous ne préconisons pas que les conditions soient plus favorables à un projet qu'à un autre. Toutefois, pour des raisons d'ordre national, on estime que les grands projets doivent être menés à bien car on reconnaît leur importance énorme du point de vue des approvisionnements futurs.

Manifestement, nous devrions mettre en valeur nos ressources conventionnelles à tout crin et je pense que le secteur a bien l'intention de le faire. Il s'agit de savoir si ces grands projets, qui sont très importants pour notre situation économique à venir, devraient être assistés actuellement, afin qu'on puisse en profiter plus tard. Il faut considérer l'intérêt national.

M. Gatenby: Paul, vous savez très bien ce que les provinces, notamment l'Alberta, font avec la redevance sur le pétrole de récupération assistée. Le régime des redevances offre des encouragements à la récupération par les méthodes tertiaires. Et cela a très bien marché.

M. Gagnon: Messieurs, ce qui me gêne, c'est que vous dites que le gouvernement devrait intervenir de nouveau et choisir les gagnants et les perdants. Depuis 1984, nous essayons de faire intervenir le gouvernement. Sincèrement, je ne pense pas que le gouvernement sache lequel d'Hibernia ou Amauligak ou des sables bitumineux vaut le mieux. D'après la dernière expérience, je constate que 10 milliards de dollars ont été injectés dans le PESP sans obtenir un seul baril de pétrole. Il ne faudrait pas que le gouvernement commette la même bétise.

C'est cela qui me gêne dans votre proposition, car il faudrait choisir des gagnants et des perdants. Il me semble que si les chances sont les mêmes, les forces du marché

[Texte]

conventional is better than a mining plant, so be it; and if a mining plant is better than a conventional, so be it.

Mr. Gatenby: I think, Mr. Gagnon, we have probably said that there will be a situation, which I guess no individual company—and even the association has to comment on it delicately. It would probably be unfortunate to see a major opportunity such as Amauligak or Hibernia not go forward because of royalties and taxation restrictions. But I think that is a very difficult decision for the government to make on behalf of the people of Canada, getting as much advice from those operators as they can. I think for us as an association to say we need that for security of supply or for the future—we are not in a position to do that. That is a decision the people of Canada have to make, and it is a tough one. I just do not know the answer. I understand what you are saying.

• 0935

It is painful to even ask for further tax relief, because in our association I think everyone thinks tax reform was needed and the deficit has to be addressed. So it is not easy to ask you to give us anything more, because I think everybody has to give up a bit. That is the need in the country. You make a good point, yes.

Mr. Gagnon: Your put-in-use rules, I think, are very well put on these long lead times. Concerning deductibility of Crown royalties, inasmuch as the resources are provincially owned, and inasmuch as we have already seen a run-up of royalties which caused the non-deductibility—the 1973 awards which we all went through—how would you approach the problem that if we have an oil-price run-up again we would not get into the same problem?

Mr. Gatenby: I guess, Mr. Gagnon, my attitude—and I think I made the point in a speech in Calgary yesterday—is that one lesson we have learned in the last couple of years is that what is political done can be politically undone. So I think we should look more at the current events and not provide a situation that covers possible future events. I think that since fairness is important in taxation, and if a royalty is a cost, the operator should get to deduct the actual royalty. I mean, it just makes sense. There should not be winners or losers on the formula.

Should the provincial government suddenly raise the royalties to 50% and in two years the prices go up, then change the sucker again and come back some other way. I do not think that is going to happen. I think we have come to a more sensible arrangement. I think the industry is better marshalled, and I think we would take a tougher stand with the province than we did at the time. I think our forefathers let us down a little bit.

[Traduction]

vont intervenir. Si le pétrole classique vaut mieux qu'une usine d'extraction, pourquoi pas. L'inverse est vrai aussi.

M. Gatenby: Monsieur Gagnon, nous avons sans doute dit qu'il s'agit d'une situation sur laquelle une compagnie particulière, voire l'association, doit se prononcer avec prudence. Il serait malheureux que des occasions uniques comme Amauligak ou Hibernia ne puissent pas être menées à bien à cause de restrictions de redevances ou de restrictions fiscales. La décision que doit prendre le gouvernement au nom de la population canadienne est difficile et il lui faut consulter le plus possible les gens du secteur. Ce n'est pas à nous de l'association de dire quels seront nos besoins pour garantir l'approvisionnement futur. C'est une décision que la population canadienne doit prendre et elle est difficile. Je n'ai pas la réponse. Je comprends ce que vous dites.

Il est pénible de devoir demander d'autres dégrèvements fiscaux parce que tout le monde, dans notre association, estime que la réforme fiscale est nécessaire et qu'il faut régler le problème du déficit. Nous n'avons pas trouvé facile de vous demander de nous donner davantage parce que je pense que chacun doit faire sa part. Ce sont là les besoins du pays. Votre argument est très valable.

M. Gagnon: La règle de mise en marche vient à point nommé dans le cas des projets de longue haleine. Pour ce qui est de la déduction des redevances, si les ressources sont propriété provinciale et puisque nous savons ce que 1973 a signifié quand les redevances ont grimpé et qu'on a cessé de les déduire... Le problème ne se présenterait-il pas de nouveau si le prix du pétrole venait à grimper de nouveau?

M. Gatenby: Hier, je pense avoir répondu à cette question dans une communication que nous faisons à Calgary. Une des leçons que nous avons apprises depuis quelques années, c'est que ce que l'on peut faire sur le plan politique peut être défait aussi sur le plan politique. Je pense qu'on devrait se pencher davantage sur les événements actuels et ne pas prévoir des mesures pour des situations éventuelles. L'équité est un élément important en matière d'impôt, et si les redevances constituent un coût, il devrait pouvoir être déduit. Cela tombe sous le sens. On ne devrait pas faire une catégorie de gagnants et de perdants en vertu de la formule choisie.

Si les gouvernements provinciaux majoraient soudainement les redevances pour les faire passer à 50 p. 100 et que deux ans plus tard les prix augmentaient, on changerait de nouveau pour revenir à l'ancien régime. Je ne pense pas que cela se produise et je pense que nous avons choisi un accommodement plus sensé. Je pense que le secteur est mieux préparé et je pense que nous adopterions à l'égard des provinces une position plus ferme qu'aujourd'hui. C'est pourquoi nous ne précéderons, nous ne laisserons pas tomber.

[Text]

At this precise moment it makes absolutely no sense for somebody to profit on royalty payments by getting a tax break, or to pay a phantom tax on income they do not get. It just does not make sense. It is not a big issue. Actually, for the overall government, it is fairly neutral; what you would not get, you would get in the other source. But it is not a big issue. If I were running the show I would just say that is the way it is going to be, and if the provinces start to play games, hell, have a night session and put something else in.

Mr. Maciej: I would just like to add, though, that there has been a major change in the situation between 1974 and today, and those of the 1982 resource amendments in our Constitution, which have now changed the taxing power of the provinces considerably, and that the provinces, by the change in the Constitution, could do what they did in 1974 through the royalty system in any case. So there is a different situation today. The argument of having fought the battle once and having come to an arrangement whereby royalties are non-deductible is immaterial to the actual situation that prevails today as a result of the resource amendments in 1982.

Mr. Gagnon: Well, if we can replay some history, most of the original lease contracts said very clearly the royalty shall be no more than one-sixth of production. That was very clearly stated. But because of supremacy of Parliament those contracts were negated, tens of thousands of them, and the royalty was up as high as 65%. It was a tax deduction. Consequently, the taxable portion where the federal government could get their return was diminished because of the higher royalties. So the response was a resource allowance.

Now we have a little more sanity in there, but we are still not back to a one-sixth royalty. So I would ask you, then, inasmuch as you always have the fear of the provincial grab of dollars, would you suggest a royalty deduction with a ceiling on it?

• 0940

Mr. Gatenby: I can understand where that would be a good possibility. I am not a tax man, but that would make sense. A cap that says that will protect us. I do not think anybody could quarrel with that. That can always be changed if there is a need in the future.

Mr. Gagnon: What sort of number would you be looking at?

Mr. Gatenby: The highest individual royalty right now, and of course as the old fields are declining in productivity levels it is dropping a bit, is around 40%. Am I right?

Mr. Fisher: Right.

Mr. Gatenby: I would certainly put that as a max, although you do not want to encourage them and make that the average either.

[Translation]

Pour l'instant, il serait absolument insensé qu'on puisse réaliser des bénéfices sur le versement des redevances en obtenant un dégrèvement fiscal ou qu'on puisse payer un impôt bidon sur des revenus qu'on n'a pas touchés. Cela est insensé. Ce n'est pas un enjeu important. Pour l'instant, du point de vue du gouvernement, la situation est plutôt neutre; ce qu'on n'obtiendra plus, on pourra l'obtenir ailleurs. L'enjeu n'est pas très important. Si c'était nous qui étions en mesure de diriger cela, nous établirions les consignes et si les provinces commençaient à faire des tours de passe-passe, nous réagirions.

M. Maciej: Je voudrais ajouter qu'il y a eu une modification importante depuis 1974 et il s'agit des modifications de 1982 à la Constitution concernant les ressources, car désormais les pouvoirs d'imposition des provinces sont très différents si bien que grâce à la modification, les provinces peuvent faire la même chose en 1974 avec le régime des redevances. La situation est différente aujourd'hui. Il est vrai qu'on a réglé un différend alors, qu'on s'est entendu que les redevances n'étaient pas déductibles, mais cela est accessoire dans la situation actuelle à cause des modifications constitutionnelles de 1982 concernant les ressources.

M. Gagnon: Si on revient un peu en arrière, on constate que la plupart des contrats au départ précisaient très clairement que les redevances ne pouvaient pas dépasser le sixième de la production. C'était très clairement précisé. A cause de la suprématie du Parlement, ces contrats ont été ignorés, par dizaines de milliers, et les redevances ont grimpé jusqu'à 65 p. 100. Il s'agissait d'une réduction d'impôt. Par conséquent, les recettes du gouvernement fédéral ont diminué à cause des redevances plus élevées. Voilà pourquoi en réaction on a instauré la déduction à l'égard des ressources.

La situation désormais est beaucoup plus claire mais ce n'est pas l'équivalent du sixième. Vous craignez constamment que les provinces se montrent gourmandes. Pensez-vous qu'il faudrait imposer un seuil aux déductions pour redevances?

M. Gatenby: Je comprends comment cela serait fort possible. Je ne suis pas expert en fiscalité mais je trouve cela sensé. On pourrait imposer un seuil pour nous protéger et je ne pense pas que quiconque trouve à redire. On pourrait le modifier au besoin.

M. Gagnon: Ce serait de quel ordre?

M. Gatenby: Actuellement, les redevances les plus élevées sont de l'ordre de 40 p. 100 mais bien sûr, les vieux gisements subissent une baisse de productivité. Est-ce que je me trompe?

M. Fisher: C'est cela.

M. Gatenby: Ce serait certainement un maximum et on ne voudrait certainement pas que ce soit la moyenne.

[Texte]

Mr. Gagnon: Do you think 40% is a fair royalty? Because on the old field the original deal was a 16-2/3.

Mr. Gatenby: I think it is way too high. I realize it is complex and with the relief we get in enhanced recovery, you shake it all up in a bag, but it is a lot more reasonable than it used to be. To anybody who is paying 40% royalty, well, that is awfully high.

When we had PGRT at the full rate and the soft prices and that 40% royalty—and I speak now of our own company—on some of our Crown leases in Alberta, we were actually losing money. You could not shut them in because we have free-hold leases mixed in the field and we had other operators, but if you could have specifically parcelled off that bit of the reservoir you should have shut down. You were actually losing money on some of the Cadillac oil fields. It made no sense. That is too high.

Mr. Gagnon: We also have the Alberta royalty tax credit where 95% of the royalty paid to the Crown goes back up to a certain number. Would you be looking for some sort of a tax accommodation of that or it would be a non taxable gift back to the government?

Mr. Gatenby: That has to be looked at in detail. I think it is understandable why it was first put in. It does serve some useful purpose but I am always somewhat concerned it can be abused. We understand the plan of royalty review. I hope following the gas review that is on right now, that is looked at very carefully. I think there is a way to improve that. It is a system that can be abused. I worry about that. We are talking about a lot of dollars. I think it all needs to be looked at.

The Chairman: Mr. Porter.

Mr. Porter: If I may, I would like to extend best wishes to my colleague on his birthday. Certainly for an elderly grey-haired gentleman, he does look much better in his birthday suit than many of us may have anticipated. However, the very best to you, Paul.

Mr. Gagnon: Thank you, Robert.

Mr. Porter: If I could just briefly follow up, we were discussing royalties. I have had views on that for a number of years as a person living in Alberta, on both sides of the issue. I have had mineral leases and I have had to deal with the royalty situation with the government.

Mr. Gatenby, with a clause that would provide for the royalties to become an eligible expense—and we have seen some changes in provincial governments in the past—do you think it would encourage provincial governments to increase those royalties, knowing that companies are in their view getting some breaks at the other end?

Mr. Gatenby: I think not, Mr. Porter, because as best we can read it, the wash is about the same. There are some winners and losers. I have to admit our own company would be a winner, although we have been a

[Traduction]

M. Gagnon: Pensez-vous que 40 p. 100, c'est équitable? Au départ, pour les vieux gisements c'était de 16-2/3.

M. Gatenby: Je pense que c'est beaucoup trop élevé. Je me rends compte que c'est complexe et que nous avons un répit avec la récupération assistée, c'est-à-dire qu'il faut tenir compte du reste. C'est beaucoup plus raisonnable qu'autrefois. Ceux qui doivent payer 40 p. 100 de redevances trouvent ça très élevé.

Quand la TRPG était en vigueur, avec les prix à la baisse et la redevance de 40 p. 100, certaines de nos concessions en Alberta fonctionnaient à perte. Nous ne pouvions pas les fermer parce qu'il s'agissait de concessions en propriété libre et qu'il y avait d'autres exploitants du gisement, mais nous aurions dû fermer nos portes là-bas si nous avions pu isoler cette partie-là du réservoir. Nous fonctionnions à perte dans le cas de gisements pétroliers très prospères. C'était insensé car c'était trop élevé.

M. Gagnon: Il y a également un crédit d'impôt pour redevances de l'Alberta qui fait que 95 p. 100 des redevances sont restituées. Est-ce que vous envisageriez ce genre d'aménagement fiscal ou pensez-vous qu'il s'agirait d'un cadeau non imposable au gouvernement?

M. Gatenby: Il faudrait voir cela en détail. Je pense qu'on peut comprendre pourquoi on y a eu recours au départ. C'est utile mais je crains toujours qu'on en abuse. Nous croyons savoir qu'on envisage de revoir les redevances et j'espère qu'on le fera dès que l'on aura fini d'examiner la situation du gaz. Je pense qu'on pourrait améliorer les choses car le régime peut être fraudé. Cela m'inquiète. Il s'agit de beaucoup d'argent et il ne faut rien négliger.

La présidente: Monsieur Porter.

M. Porter: Permettez-moi de souhaiter bon anniversaire à mon collègue aujourd'hui. Pour un monsieur aux cheveux gris, il a fort bonne mine dans son costume d'anniversaire. Mes meilleurs vœux, Paul.

M. Gagnon: Merci, Robert.

M. Porter: Je voudrais parler aussi des redevances. J'ai entendu des opinions dans les deux sens depuis longtemps car je vis en Alberta. J'ai eu des concessions minières et j'ai donc eu affaire au gouvernement pour les redevances.

Monsieur Gatenby, si on prévoyait que les redevances peuvent être considérées comme des dépenses admissibles... Il y a eu des changements dans les gouvernements provinciaux. Pensez-vous que les gouvernements provinciaux seraient dès lors poussés à augmenter les redevances, sachant que les compagnies peuvent se faire rembourser par ailleurs?

M. Gatenby: Je ne pense pas, monsieur Porter, car d'après ce que nous pouvons voir, c'est pareil. Il y a des gagnants et il y a des perdants. Dans notre cas, nous serions gagnants, même si nous sommes perdants depuis

[Text]

loser for a long time on the other side of the coin. I think the income to the federal treasury would not be changed appreciably.

I think the Alberta government and the Saskatchewan government would recognize there was no windfall for industry. It was just a little shifting and I would say more of a fairness application. I do not think it would have any bearing on a change of royalty levels. Mr. Gagnon points out the one thing that likely is important, they would recognize that if they did put them up in future, they would be tax deductible and it would ease a bit of the pain.

• 0945

However, I think we are past that. I think provincial governments, as the federal government has done in the past several years, have been a lot more knowledgeable on our business and I think we would be in talking to either the provincial or federal governments and I think they would listen to us. I do not think they would do that. I do not think we are going to see royalty increases in the future. I think we have reached a point where we will see some improvement in the future, a little dropping off. We have all learned a lot in the last five years. I cannot guarantee that and obviously there would be a temptation recognizing that if they raised them a guy got a tax break. But I think we are above that now. I really do. But who knows?

Mr. Porter: In your presentation next week to the Finance Committee—and I am not asking for specifics here—but in requesting that royalties be deductible, do you have any formula or numbers you can forward to the federal government, the cost effect on either side?

Mr. Gatenby: Yes, we are able to give them our best estimate which suggests there would be very little impact on the federal treasury.

Mr. Porter: Another area, and you mentioned it earlier, is dealing with the anti-avoidance provisions. You say:

the system gives the Minister so much discretion that any transaction which reduces the liability for tax will require a ruling. The resulting delay and costs will certainly cause Canadian business to be less efficient and less competitive.

There are always people who will tend to try to take advantage of the system. I guess the other thing that those who are legitimately using it could be concerned about are the delays that could be caused if the Minister has that discretion. Things tend, I guess, to move slowly through the system, particularly when they are working—at least I have found—on the government's side often when you are dealing with tax matters. They seem to need things very quickly when you are required to... I wonder if you could maybe enlarge a bit on your views on that?

Mr. Gatenby: I will ask Mr. Ratuski to comment on that. I think you sum it up very nicely, Bob. Whenever I

[Translation]

longtemps par ailleurs. Je ne pense pas que cela change quoi que ce soit aux recettes gouvernementales.

Le gouvernement de l'Alberta et celui de la Saskatchewan reconnaîtraient que cela n'est pas une manne pour le secteur. Il s'agit ici d'une modification mineure et de mesures visant à une plus grande équité. Je ne pense pas que cela ait une incidence sur les redevances. M. Gagnon signale un élément important: on reconnaîtrait que si les redevances augmentaient à l'avenir, elles seraient déductibles d'impôt et cela faciliterait les choses.

Toutefois, je ne pense pas que nous risquons cela. Les gouvernements provinciaux, comme le gouvernement fédéral le fait depuis plusieurs années, se sont mis au courant du fonctionnement de notre secteur et si nous parlions à un palier ou à l'autre, on nous écouterait. Je ne pense pas que nous risquons cela. Je ne pense pas que les redevances augmentent à l'avenir. Je pense que nous en sommes à un point où il y aura des améliorations, voire une baisse. Nous avons beaucoup appris depuis cinq ans. Je ne peux rien garantir, mais manifestement on serait peut-être tenté sachant qu'en augmentant les redevances, il y aurait un dégrèvement fiscal. Toutefois, je pense que nous n'en sommes plus là. J'en suis convaincu. Mais qui sait?

M. Porter: Quand vous comparâtes devant le Comité des finances, et je ne vous demande pas de détails ici, et que vous demanderez que les redevances soient déductibles, présenterez-vous des chiffres quant à l'incidence d'une telle mesure sur les recettes du gouvernement fédéral comme sur vos coûts?

M. Gatenby: D'après nos meilleures estimations, il y aurait très peu d'incidence pour le Trésor fédéral.

M. Porter: Par ailleurs, et vous en avez parlé plus tôt, il y a les dispositions anti-évitement. Vous dites:

le régime donne au ministre tant de latitude que toute transaction qui réduit l'assujettissement à l'impôt exigera une décision de sa part. Les retards et les coûts signifieront certainement que les entreprises canadiennes seront moins efficaces et moins concurrentielles.

Il y a toujours des gens qui essaieront de resquiller. Les autres qui profiteront à bon droit de la mesure devront sans doute s'inquiéter des retards du fait que le ministre a cette latitude. Les choses n'avancent pas très vite dans le système surtout quand cela est à l'avantage du gouvernement en matière fiscale. Tout doit aller très vite cependant quand on vous demande de... Pouvez-vous développer un peu?

M. Gatenby: Je vais demander à M. Ratuski de répondre à cela. Je pense que vous avez bien résumé les

[Texte]

go back to our textbook Penzoil deal now, everybody is so cautious and so afraid to almost make logical deals any more, the over-reactions are there. God knows, there should not be an ability to take advantage of the tax system and do deals just to avoid taxes.

In perhaps over-reaction to that, you also do not want to see good business deals not done. And on the farm, my year ends May 31 and I normally buy my tractor or combine pretty close to May 31 because that is about the time I like to get it. I am truthfully needing a new tractor-combine, but I might as well take full advantage of the taxation system because we pay no taxes. You know, you could get very fearful. My God, I might not be allowed to deduct it at all so I had better buy it at the middle of the year. It does not make sense. I think that type of reaction in our business could also happen. Am I right, Mike?

Mr. Mike Ratuski (Manager, Economics Committee, Canadian Petroleum Association): That is correct, and I think you in fact touched on the main point. Particularly in our industry, the number of transactions involved could require this kind of scrutiny. It would be a definite deterrent and a real problem in conducting the oil and gas business. It has extended the principle much further than we think is practical and useful.

Mr. Maciej: Our concern is that, at least reading it the way it sits at the moment, it almost looks like a wide-open hunting licence for Revenue Canada to go virtually after every deal and retroactively undo the deal. Timing in business is so important. Windows of opportunity and deals have to be made in a certain time. It would be virtually impossible to get a ruling in time on every transaction that now is subject to that scrutiny, to that hunting licence. That is the major concern.

Mr. Gatenby: It is so slow to get, and expensive. You have to go to outside counsel because you do not trust your own lawyers for sure. By the time you get all the damned legal assurance somebody else has bought the company or the sawmill or whatever it is. We have a lot of rich lawyers though.

Mr. Porter: Madam Chairman, there is the smaller item of business expenses. I mention it because the area I am in has a lot of service industry. Certainly those people involved have made it well known to me, as have real estate, insurance and other people. They wonder whether the hassle that could be created is worth the benefit the government may derive from it. It is a point you may hear.

I realize with a number of the other items we are talking about, it is not that large an item. However, it is something that certainly affects your employees, I would

[Traduction]

choses, Bob. Chaque fois que je me reporte au marché Penzoil, je constate que tout le monde est prudent et craint même les marchés les plus logiques, et c'est une réaction à outrance. Quand même, on ne devrait pas pouvoir profiter du régime fiscal et conclure des marchés pour éviter d'avoir à verser des impôts.

Une réaction à outrance signifierait que certaines transactions saines n'auraient pas lieu. À la ferme, mon exercice financier se termine le 31 mai mais d'habitude j'achète mon tracteur ou ma moissonneuse-batteuse à cette époque-là, car cela me convient. J'ai effectivement besoin d'un nouveau tracteur et je ne vois pas pourquoi je ne profiterais pas du régime fiscal qui me permet une déduction. On peut devenir très paranoïaque. Voilà pourquoi, de craindre de ne pas pouvoir déduire cet achat on en vient à acheter au milieu de l'année. C'est insensé. Ce genre de réaction dans notre secteur est fréquent. Est-ce que je me trompe, Mike?

M. Mike Ratuski (administrateur, Comité des affaires économiques, Association pétrolière du Canada): Non et je pense que vous avez mis le doigt sur le bobo. Dans notre secteur en particulier, le nombre même des transactions pourrait exiger ce genre de surveillance. Cela aurait un effet dissuasif et pourrait causer des difficultés dans l'administration d'une entreprise de pétrole et de gaz. Le principe va bien au-delà de ce qui est pratique et utile.

M. Maciej: La façon dont les choses sont présentées actuellement nous pousse à craindre un permis de chasse ouvert en vertu duquel Revenu Canada pourrait faire enquête dans le cas de chaque transaction et rétroactivement. Le minutage est important en affaire. Il faut tirer parti de l'occasion quand elle se présente, en temps utile. Il serait donc impossible d'obtenir une décision à temps pour chaque transaction qui pourrait faire l'objet d'une enquête, en vertu de ce permis de chasse. C'est une véritable inquiétude.

M. Gatenby: Il faut beaucoup de temps et cela coûte cher. Il faut faire appel à un conseil de l'extérieur car on ne peut pas faire confiance à ses propres avocats. Et quand on a finalement toutes les garanties juridiques, on découvre que quelqu'un d'autre a acheté la compagnie, la scierie, que sais-je encore. Pendant ce temps-là les avocats s'enrichissent.

M. Porter: Madame la présidente, le mémoire parle aussi brièvement des frais professionnels. Cela m'intéresse particulièrement, étant donné que ma circonscription compte beaucoup d'industries de service qui m'ont longuement parlé de cette déduction, tout comme d'ailleurs les agents immobiliers, ou les agents d'assurance, notamment. Ils se sont tous demandés si le jeu en valait la chandelle pour le gouvernement. C'est peut-être aussi votre opinion.

Je me rends bien compte que cette déduction ne compte pas pour beaucoup par rapport aux autres, plus importantes. Cependant, je suis sûr qu'elle touche vos

[Text]

think. I just say this to indicate to you that it has been brought to my attention and probably to the attention of other members as well, not only by your industry but also pretty well across the board.

Again, I would like to have a closer look to see the cost-benefit of it. Sometimes these things may be causing more aggravation than funding, as far as the government is concerned. I admit I do have some concerns on some of these. I think this is all, Madam Chairman.

The Chairman: Thanks, Mr. Porter. Mr. Gervais.

Mr. Gervais: Thanks, Madam Chairman. Paul, a happy big 50.

Madam Chairman, I was talking about a week and a half or two weeks ago with officials from another major industry in Canada about put-in-use rules. It was an impediment; it capped out their new projects. However, they had a study made and came to the conclusion that with the lower general tax rate as a result of the white paper on a three-year put-in-use project in the \$200-million range, they just about broke even or they would break even. Would this be the case with your industry as well?

Mr. Gatenby: Of course, it varies. On an overall basis I expect it is very true. It varies so much by the type of project for most of the things we do. Paul was describing the conventional oil wells. The put-in-use rule is not a major factor because that is our full intention to get it in use as fast as we can if we are successful.

You get into the major long lead-time projects, where it does become a bit of an impediment. On a wash, however, the lower tax rate is a much bigger plus than the put-in-use rule is a minus. For a given specific project where the future revenue is down the road and where the lower tax is not going to be realized for some time, put-in-use is going to be an immediate cost. They would say this is not the case. We have enough of a mix. I think, generally speaking, if you said you will put the tax rate back up and take away the put-in-use rule, the vote would be pretty quick.

Mr. Gervais: This is the answer I was after. Thank you.

I have another question, Mr. Gatenby. In your opening remarks, you alluded to the sales tax. It is phase two.

Mr. Gatenby: To come, yes.

Mr. Gervais: We are not talking too much about it right now. One thing struck me. I think you made one statement that whatever happens, you would like to see

[Translation]

employés. Je veux tout simplement vous signaler qu'on nous en a déjà parlé, à moi et à mes collègues, et que les critiques ne parvenaient pas uniquement de représentants de votre industrie, mais aussi de nombreux autres secteurs.

J'aimerais bien que l'on étudie la rentabilité de cette proposition. Je répète que le jeu n'en vaut pas toujours la chandelle, pour le gouvernement. Quelques-unes de ces modalités m'inquiètent. Voilà ce que j'avais à dire, madame la présidente.

La présidente: Merci, monsieur Porter. Monsieur Gervais.

M. Gervais: Merci, madame la présidente. Joyeux anniversaire, monsieur Gagnon.

Madame la présidente, il y a environ deux semaines, je parlais à des représentants d'une autre grande industrie canadienne de la règle de la mise en service, et on m'objectait justement que cette règle leur nuisait et qu'elle les empêchait parfois de se lancer dans de nouveaux projets. Cependant ces gens, après avoir fait faire une étude, ont conclu que l'instauration d'un taux d'imposition plus faible et l'application de la règle de trois ans pour la mise en service, pour les projets de 200 millions de dollars environ, leurs permettraient à peine de faire leurs frais advenant l'adoption de la réforme fiscale. Pouvez-vous dire la même chose pour votre industrie?

M. Gatenby: Tout dépend. Je pense que, de façon générale, c'est assez vrai. Mais cela dépend beaucoup du type de projet. M. Gagnon parlait des puits de pétrole conventionnels; dans ce cas-là, la règle de mise en service ne joue pas beaucoup, parce que nous avons pleinement l'intention de les faire démarrer le plus rapidement possible, dans la mesure du possible.

Là où cela peut nous nuire, c'est pour les projets nécessitant un long délai de démarrage. Mais en fin de compte, l'abaissement des taux d'imposition nous avantage beaucoup plus que pourrait nous nuire la règle de mise en service. Il est évident que pour un projet donné qui ne rapportera des bénéfices qu'à moyen ou à long terme, surtout si le taux d'imposition ne doit être abaissé qu'après un certain temps, la mise en service se traduira par des coûts immédiats. Ce ne sera peut-être pas le cas pour les autres industries. Donc, tout dépend. Mais en général, si vous décidiez de remonter le taux d'imposition et d'abolir la règle de la mise en service, vous auriez une réaction assez vive.

M. Gervais: Merci, c'est justement ce que je voulais savoir.

Autre chose, monsieur Gatenby. Dans vos remarques préliminaires, vous avez parlé de la taxe de vente, alors qu'elle ne doit être imposée qu'à la deuxième étape de la réforme.

M. Gatenby: En effet.

M. Gervais: Nous ne voudrions pas trop en parler à ce moment-ci. Mais une chose m'a frappé. Vous avez dit que quelle que soit la formule choisie, vous voudriez que la

[Texte]

the appearance of the sales tax as it is passed on to the consumer visible. Could you elaborate on this?

Mr. Gatenby: I guess I was saying we would assume that a sales tax or a business transfer tax is designed to be a tax that is passed on through the system and eventually paid for by the user. If this failed to be the case because of what we feel is the very competitive nature of our business in Canada and if you had a commission that looked into it and reached the conclusion that we are almost too competitive—and our state-owned oil company has certainly been very competitive—we worry that if there was a sales tax that is on the well-head for companies in the producing business only that is not eventually passed on to the consumer, it is going to be absorbed by the producing element of the industry. In a sense it would become another PGRT. It is not designed to be one, but it could be one in effect. I just make this caution.

• 0955

They have not even tabled the proposal. I think we always want to keep it before us, because in many ways we are our own worst enemy in our business. We had a big gasoline price war in Calgary this past week. I am not an expert in marketing, but selling at a loss does not make much sense. It is a competitive business. It could be troublesome and unfair to the companies that only produce and do not market. They do not have a chance to recover it. My two points are about an early alert warning and property ownerships.

The Chairman: Mr. Gatenby, I appreciate the brief you sent ahead. In it you mentioned the loss transfer system in terms of consolidating losses and profits. Could you enlighten us a bit more in that area?

Mr. Gatenby: I will ask Mike to do it. It is an item we have addressed in the past.

Mr. Ratuski: It has been an ongoing item which we have included in recommendations to changes in the tax system, but it has not been addressed in tax reform. We brought up the point again to maintain a consistency. It is an area we feel would reduce the complexity and distortion in trying to reach comparable results under the existing tax law. It is a position the association has proposed in the past and we included it although it was not being specifically addressed in tax reform.

The Chairman: Could you comment on your cross-border transactions in the three-year assessment period?

Mr. Ratuski: We did not think there was a need to extend the three-year assessing period for cross-border transactions. If additional time was needed for Revenue Canada to audit a cross-border transaction, we felt the

[Traduction]

taxe de vente transmise aux consommateurs soit visible. Pourquoi?

M. Gatenby: Eh bien, la taxe de vente ou la taxe sur les transactions commerciales est censée être, je crois, une taxe qui est reportée d'un élément à l'autre de la chaîne commerciale, et qui finit par être assumée par l'utilisateur. Or, si ce ne devait pas être le cas à cause de la concurrence qui existe dans notre secteur au Canada, d'une part, et si une commission devait conclure que nous sommes presque trop concurrentiels, d'autre part, notre seule compagnie pétrolière d'État est très concurrentielle, comme elle l'a prouvé—nous craignons que toute taxe de vente imposée à la tête de puits et appliquée aux producteurs serait absorbée par eux, s'ils ne pouvaient la faire assumer par le consommateur. Autrement dit, cela reviendrait à instaurer une autre TRPG, même si ce n'était pas votre intention au départ. Je veux simplement vous le signaler.

La proposition n'a pas encore été déposée. Il faut quand même tenir compte de cette éventualité, puisque nous sommes, de bien des façons, notre propre ennemi. À preuve, la guerre des prix de l'essence qui a eu lieu à Calgary la semaine dernière. Je ne suis pas un expert dans la mise en marché, mais il ne me semble pas très logique de vendre à perte. Après tout, nous sommes un secteur de concurrence. Cette taxe serait ennuyeuse et injuste pour les compagnies productrices qui ne mettent pas en marché, car elles ne pourraient pas récupérer les frais de cette taxe. Je parlais moi-même d'un système d'avertissement au préalable, en quelque sorte, et de droits de propriété.

La présidente: Monsieur Gatenby, merci de nous avoir envoyé d'avance votre mémoire. Vous dites, dans ce mémoire, que la possibilité de transférer les pertes permettrait de consolider les pertes et profits. Pouvez-vous nous expliquer pourquoi?

M. Gatenby: Je demanderai à mon collègue de répondre. Nous avons déjà expliqué pourquoi.

M. Ratuski: Cela fait longtemps que nous recommandons cette modification au régime fiscal, mais la réforme fiscale n'en parle pas. Nous, nous en parlons, parce que nous voulons être logiques. D'après nous, cela permettrait d'éviter la complexité et les distortions, tout en permettant d'atteindre les mêmes résultats qu'avec la loi actuelle. Comme notre association a déjà proposé cette modification par le passé, nous avons décidé de l'inclure à notre mémoire, même si la réforme fiscale n'en parle pas précisément.

La présidente: Pouvez-vous nous parler des transactions transfrontalières et de la période d'évaluation de trois ans?

M. Ratuski: Nous ne pensons pas qu'il soit nécessaire de prolonger jusqu'à trois ans la période d'évaluation des transactions transfrontalières. S'il faut plus de temps au ministère du Revenu pour évaluer les transactions

[Text]

matter could be adequately dealt with under the existing rules. There was no need to extend them.

The Chairman: Mr. Wilson's main philosophy about tax reform is that it is needed to lower the taxes and broaden the base. In everything we do there are some pluses and some minuses.

Last evening we had some witnesses discussing flow-through shares and the problems that will exist by 1989. This morning we will be hearing from the Prospectors and Developers Association of Canada and the Mining Association of Canada. Do you have any comments about flow-through? Perhaps this is not your main vehicle for raising equity, but—

Mr. Gatenby: Madam Chairman, we have supported that feature in the past. I think we recognized that the small producers could raise money this way. For most of our member companies already in a tax-paying position, there is no advantage, but we recognize it is a good vehicle for raising equity. We supported both IPAC and SEPAC's position on it in the past. It is not a big issue for us as individual member companies, but I think they make a good and sound argument for it.

The Chairman: Perhaps Mr. Gervais would like to comment. He is from northern Ontario and the junior mining companies are the main economic vehicle there. Mr. Gervais, last evening you were talking about the social problem.

Mr. Gervais: As you mentioned, Mr. Gatenby, I think perhaps mining people are in a much different position from your association members. There are a lot of junior companies. I think it is a known fact that to a great extent the juniors have come up with the discoveries in the mining industry, particularly the gold mining industry. I suppose it would hold true for the base metals also. I am talking about northern Ontario, because it is the only area about which I am much aware. I would say perhaps 70% or 80% of activities are as a result of flow-through shares.

There are thousands of people working on the drilling rigs throughout the country and in our part of the province. If you were to take away the flow-through shares, your drilling would probably diminish by 70% and thousands of direct jobs would be lost. I think there would be a real disaster, inasmuch as there is a spin-off effect from those drilling activities—people buying drilling equipment, groceries for those people who are out in the wilderness drilling for gold or whatever. So to us in the mining industry it is vital, and although it might not apply to you directly, I am happy to hear you say that you are certainly in favour.

[Translation]

transfrontalières, il nous semble que les règles actuelles lui permettent de le faire. Rien n'oblige à prolonger la période d'évaluation.

La présidente: Le grand principe sous-jacent à la réforme fiscale de M. Wilson, c'est la nécessité de diminuer les taxes et d'élargir l'assiette fiscale. Toute proposition contenue dans la réforme présente donc des avantages et des inconvénients.

Nos témoins d'hier soir ont parlé des problèmes qu'entraîneraient, dès 1989, les modalités régissant les actions accréditives. Plus tard, ce matin, nous accueillerons l'Association canadienne des prospecteurs et promoteurs et des représentants de l'Association des mines du Canada. Que pensez-vous des actions accréditives? Ce n'est peut-être pas la meilleure façon pour vous de trouver des capitaux, mais. . .

M. Gatenby: Madame la présidente, nous avons par le passé souscrit à cette notion. C'est une façon pour les petits producteurs de ramasser des fonds. Même si elle ne présente aucun avantage pour nos membres qui sont déjà imposés, nous reconnaissons que c'est une bonne méthode pour ramasser des capitaux. Nous avons d'ailleurs souscrit à la position de l'Association pétrolière indépendante du Canada et de la SEPAC. Même si cela ne nous avantage pas particulièrement à titre individuel, je pense que les actions accréditives se justifient.

La présidente: Monsieur Gervais, qu'en pensez-vous? M. Gervais représente le nord de l'Ontario, où les petites sociétés minières sont le moteur économique principal. Monsieur Gervais, vous parliez hier soir d'un problème social.

M. Gervais: Vous avez peut-être raison de dire, monsieur Gatenby, que les sociétés minières et vos membres ne sont pas tout à fait dans la même position. Dans le secteur des mines, il y a beaucoup de petites sociétés minières. On sait bien que ce sont souvent ces petites sociétés qui ont fait les découvertes minières, surtout dans le cas de l'or. C'est sans doute vrai aussi pour les métaux communs. Évidemment, je ne parle que du nord de l'Ontario, puisque c'est la région que je connais. Je dirais que 70 à 80 p. 100 des activités minières de cette région ont été possibles grâce à des actions accréditives.

• 1000

Les plates-formes de forage de ma région et de l'ensemble du Canada emploient des milliers de personnes. Or, si l'on devait abolir les actions accréditives, les activités de forage diminueraient probablement de 70 p. 100, et des milliers d'emplois directs seraient perdus. Ce serait un véritable désastre, car le forage a des retombées directes sur toutes sortes d'activités: on achète de l'équipement et des sondes, et il faut bien nourrir tous ceux qui parcourent la nature à la recherche d'or ou de quelque autre minéral. Les activités de forage sont donc essentielles pour l'industrie minière, et c'est pourquoi je suis très heureux de vous voir souscrire à la notion d'actions accréditives, même si elles ne vous servent pas directement.

[Texte]

Mr. Gatenby: A lot of the principal members are in a tax-paying position, so whether the corporation take it or the individual, it is used. There is no particular direct advantage. But certainly for a large segment of our industry what you describe is also very true, and we have supported that position. I do not think we ever take the position that we wish to profit at somebody else's disadvantage. The system has to be fair to everyone.

Mr. Gervais: Would it be true in your field of endeavours, as well as in mining, that a lot of the smaller companies come up with discoveries, which you in turn buy the profits from?

Mr. Gatenby: It is a very interesting business. I suppose some of the major discoveries, even in the conventional areas in the past, have been made by the large firms. But it is a very good system, because often, through farm-out or joint working arrangements, we farm out less glamorous prospects to the smaller outfits that work them over very carefully. In our case, we joined Canadian Hunter Exploration Ltd. in Elmworth, and we are indebted to them. They did a super job, and we are not sure we could have found it. So it goes back and forth. They have certainly found a substantially share of reserves. We are kind of in it together. They have an expertise they have developed for prospects that we sometimes, in our largeness, do not give attention to. It is an efficient system. It works very well. But they have found some major discoveries also.

The Chairman: Mr. Gatenby, when Mr. Gagnon was talking about winners and losers in Amauligak versus the Hibernia, you mentioned security of supply. Could you define security of supply for us?

Mr. Gatenby: Yes. Security of supply and self-sufficiency seem to mean different things to different people, and they are certainly not equal. We, in a sense, have self-sufficiency at the moment, on an overall energy sense, but security of supply, not in truth, because part of the country is not hooked up to the system. If all outside sources of oil stopped, including anything coming up from the United States in an emergency basis, parts of the country would go short.

I was quite encouraged when I heard this large group that is working on this issue. With a little bit of notice we could, even in the 1990s, avert any real tragedy by a modest cutback in driving habits, as far as making numbers balance. Distribution, of course, is always a different problem.

If we as an association or as individual companies came in and said look, we would like you to give us a bunch of money so we can do this in Alberta or this someplace else

[Traduction]

M. Gatenby: Beaucoup de nos membres principaux sont contribuables: par conséquent, que l'on parle de la société ou du particulier, c'est un dispositif qui sert, même s'il ne présente pas d'avantage direct. Mais la situation que vous avez décrite est également vraie pour une grande partie de notre industrie, et c'est pourquoi nous avons souscrit à cette position. Vous ne nous entendrez jamais dire qu'il faut profiter d'une situation au détriment de quelqu'un d'autre. Le régime doit être équitable pour tous.

M. Gervais: Est-il vrai que dans votre domaine, comme dans le secteur minier, ce sont souvent les petites sociétés qui font les découvertes et que ce sont elles qui vous vendent leurs profits?

M. Gatenby: Notre domaine est fort intéressant. Certaines de nos grandes sociétés ont déjà fait des découvertes importantes, même dans les secteurs conventionnels. C'est un système qui fonctionne très bien: il arrive souvent que nous sous-traitions à de plus petites sociétés des projets moins intéressants pour nous, ou que nous formions avec elles une association quelconque. Dans notre cas, nous nous sommes associés à la Canadian Hunter Exploration Ltd. de Elmworth, à qui nous devons beaucoup. Cette petite société a fait un excellent travail, et a fait des découvertes que nous n'aurions peut-être pas pu faire nous-mêmes. C'est donnant donnant. Ces petites entreprises ont découvert une grande part des réserves pétrolières. Mais nous travaillons main dans la main. Leurs experts s'intéressent parfois à des perspectives de forage auxquelles nous, les géants, n'accordons pas toujours l'attention voulue. Le système est efficace. Mais vous avez raison de dire que ces petites sociétés ont fait quelques grandes découvertes.

La présidente: Monsieur Gatenby, lorsque M. Gagnon vous a interrogé au sujet des gagnants et des perdants de votre industrie, en ce qui concerne Amauligak et Hibernia, vous avez parlé de la sécurité de l'approvisionnement. Qu'entendez-vous par là?

M. Gatenby: La sécurité de l'approvisionnement et l'autonomie n'ont pas nécessairement le même sens pour tous, et les deux notions ne s'équivalent pas. Ainsi, nous, nous sommes autonomes en ce moment, du point de vue global de l'énergie, mais nous ne pouvons pas véritablement parler de sécurité de l'approvisionnement, étant donné que tout le pays n'est pas branché au réseau. Si toutes les sources extérieures de pétrole se tarissaient, y compris la source américaine qui sert en cas d'urgence, certaines parties du pays en souffriraient.

J'étais très heureux d'entendre que tant de gens se penchaient sur la question. Avec un petit peu de préavis, nous pourrions éviter la tragédie, même dès 1990, en modifiant ne serait-ce que légèrement nos habitudes de conduire; je parle ici d'équilibrer les chiffres. Quant à la distribution de l'approvisionnement, c'est une autre paire de manches.

Si notre association ou nos membres pris individuellement vous demandaient des subventions pour entreprendre en Alberta ou ailleurs au Canada tel ou tel

[Text]

in the country, for security of supply, that would be seen as self-serving, with I am sure a lot of justification. So we have said that it is a very testy problem. It really has to be done by the governments on behalf of the people. We will give them all the advice and technical support that we can.

I personally think Canada is in excellent shape with the heavy oil and the frontiers that are going to come along, and with our ability in western Canada to find a lot more gas and a lot more oil. We are probably one of the better balanced countries in the world. Our position is marvellous compared to our neighbours to the south, and if you look at West Germany or Japan, obviously they barely have a position.

I do not regard it as an immediate crisis. I think it should be looked at continuously, but I think Canada is in very good shape. As we are improving the system in Canada in getting some price stability and return to a profitable level, I think our industry will solve the problem for the country. I think it will take care of itself, largely speaking. Although it is something that can never be put aside and forgotten about, I do not think there is any reason to hurry in Canada. I think we are very fortunate.

• 1005

Hans, do you want to add a comment or two to that?

Mr. Maciej: I do not want to say much other than that there are really two players here. One is the nation itself, which has to decide on its own in what position, economically or otherwise, it wants to be. There may be certain costs attached to it. The second player is the sector that has to deliver the goods. Under normal circumstances that sector would proceed within the economic environment available to it and produce the goods within that environment. If the nation itself decides that it needs additional protection over and above that level, for whatever reason, then I think we must sit down to decide how we can generate the capital to achieve it or who is going to pay the piper for doing so. To me it is a very straightforward position, and two different players and two different aspects are involved here.

The Chairman: Two different philosophies are sort of meshing together, be it the feds, the provinces and the industry.

Mr. Maciej: Yes, we are all in it, but eventually it will fall upon the industry to deliver the goods because they are the only ones capable of doing so. However, economics enter into it and there may have to be different arrangements to deliver that extra supply if normal market circumstances and economics are not such that it is possible.

To me it is a very straightforward position, and once the country makes the decision on it the mechanics to put

[Translation]

projet visant à nous garantir l'approvisionnement, nous aurions l'air de nous occuper de nos propres intérêts, mais cela se justifierait facilement. C'est un problème très délicat. La décision doit être prise par le gouvernement, au nom des Canadiens. Quant à nous, notre rôle sera de le conseiller et de l'aider du point de vue technique.

Personnellement, je trouve que le Canada est en excellente santé, étant donné toutes ses réserves de pétrole lourd et les forages dans les régions éloignées que nous avons en perspective, et étant donné la possibilité de trouver beaucoup plus de gaz et de pétrole dans l'ouest du Canada. Nous sommes sans doute l'un des pays les plus avantagés du monde. Notre situation est reluisante à comparer à celle de nos voisins du Sud, et particulièrement à comparer à celle de l'Allemagne de l'Ouest ou du Japon.

La crise n'est pas immédiate, pour nous. Évidemment, les choses doivent être considérées comme un tout, mais le Canada est en très bonne santé. Au fur et à mesure que nous réussirons au Canada à stabiliser les prix et à revenir à une certaine rentabilité, notre industrie remettra le Canada sur la bonne voie. Autrement dit, nous prendrons soin de nous-mêmes. Même si l'on ne peut ignorer l'éventualité de problèmes d'approvisionnement, il n'est pas nécessaire d'agir d'urgence. Nous avons beaucoup de chance, au Canada.

Monsieur Maciej, voulez-vous ajouter quelque chose?

M. Maciej: Tout ce que j'ai à dire, c'est qu'il y a deux intervenants: d'une part, le pays, qui doit décider de sa propre position, économique ou autre. Cette décision entraînera évidemment certains coûts. L'autre intervenant, c'est le secteur pétrolier qui doit fournir le produit. Dans les circonstances normales, notre secteur agirait selon l'environnement économique et fournirait son produit en conséquence. Si le pays décide alors qu'il veut se protéger encore plus, et se prémunir contre toute éventualité, peu en importe la raison, il faut alors décider comment trouver les fonds pour y arriver et qui va payer la note. À mon sens, la situation est très simple, et il n'y a que deux intervenants et deux aspects à considérer.

La présidente: Mais les deux différentes philosophies se rejoignent, que ce soit celle du gouvernement fédéral, ou celle des provinces ou de l'industrie.

M. Maciej: Oui, nous sommes tous dans le même bateau, mais ce sera bien à notre industrie de fournir son produit, puisque nous sommes les seuls à pouvoir le faire. Cependant, le facteur économique entre en jeu, et il deviendra peut-être nécessaire de conclure des ententes différentes pour pouvoir fournir l'approvisionnement supplémentaire, advenant que le marché normal et la conjoncture économique ne soient pas favorables.

Je répète que la situation est très simple; une fois la décision prise par l'État, les moyens pour y arriver sont

[Texte]

it into place are fairly straightforward thereafter as to who is going to play what part in it.

Mr. Gervais: In our efforts toward self-sufficiency, security of supply, etc., could we have your comments as to public ownership versus private? Maybe it is not a fair question—

Mr. Gatenby: It is a fair question.

Mr. Gervais:—when you are in a private sector, but it comes up practically every day here, so I would like to have your views on it.

Mr. Gatenby: No, I think the association—and certainly I personally, as an individual who grew up in Saskatchewan, much prefer to see everything possible owned privately in the country. I think it is the answer. I think we have seen the results in Britain. I have read the papers. I have listened to that gentleman speaking. I am impressed. I am a basic free enterpriser. I watched what happened in Saskatchewan, and it was getting to the point that you could not buy a ballpoint pen or get an insurance policy without going through a government agency. I do not mind the government competing, but I think it has to be wide-open. I think Petro-Canada has demonstrated that they can compete well—technically, they have had good people—but if all we had were Petro-Canada in the oil business, I think it would not be too long until we would have a security supply problem.

I think you need the free enterprise system. It is what the country was founded on and built on and it will always be the case. If I were Prime Minister of Canada, I would eliminate every Crown corporation within 12 months; but I am not the Prime Minister, and I would probably have trouble trying to do it if I were. I just believe in it and I think I speak for our association.

Mr. Gervais: I have just one final question. I think most people probably would agree with you, sir, but I think if the ownership in the oil industry falls totally within private sectors' hands, I think a lot of people are concerned about foreign take-overs and that we will no longer own our own resources.

Mr. Gatenby: That is a good question, and I think it is a reasonable question to ask. I always answer that question very easily, because in the petroleum business in Canada there are so many controls provincially and federally that no individual corporation can go out, run a seismic activity on the land, stake a location or produce a barrel of oil or a cubic foot of gas without about 45 permits. I think it is a little bit overdone. But the average citizen who has any concern about a corporation, foreign-owned or otherwise, taking advantage of the country should feel pretty good, because that cannot happen. There is no question that all of us would like to see the Canadian oil industry 100% Canadian-owned, including every

[Traduction]

très simples, une fois qu'il aura été décidé qui joue quel rôle.

M. Gervais: Dans l'optique d'une certaine autonomie et d'une sécurité de l'approvisionnement, quelle est votre position sur les sociétés d'État par rapport aux sociétés privées? Je ne devrais peut-être pas vous poser la question. . .

M. Gatenby: Mais si.

M. Gervais: . . . puisque vous êtes du secteur privé, mais c'est un dilemme qui est mis en lumière quotidiennement, et c'est pourquoi j'aimerais savoir ce que vous en pensez.

M. Gatenby: Notre association et moi-même—qui ai grandi en Saskatchewan—préférerions évidemment que l'on favorise le plus possible les sociétés privées au Canada. D'après nous, c'est la solution. D'ailleurs, on a vu quel résultat cela donnait en Grande-Bretagne; il n'y a qu'à lire les journaux ou qu'à écouter ce qu'en dit le ministre du Royaume-Uni. C'est très impressionnant, pour moi qui suis fondamentalement un tenant de la libre entreprise. J'ai vu ce qui s'est passé en Saskatchewan, et on en était arrivé au point où il était impossible d'acheter un stylo ou de souscrire une police d'assurance sans être obligé de passer par une agence du gouvernement. Je n'en veux pas au gouvernement de nous faire concurrence, mais il faut que cela soit au vu et au su de tous. La société Pétro-Canada a prouvé qu'elle était capable de nous concurrencer avec compétence—elle compte d'excellents employés techniques—mais si elle était la seule à intervenir dans le secteur pétrolier, nous aurions avant longtemps un problème de sécurité d'approvisionnement.

La libre entreprise est nécessaire. C'est ce sur quoi s'est bâti notre pays, et elle sera toujours nécessaire. Si j'étais premier ministre du Canada, j'éliminerais dans les 12 mois toutes les sociétés de la Couronne; mais je ne suis évidemment pas premier ministre, et j'aurais sans doute beaucoup de mal à le faire. Mais j'y crois, et notre association y croit aussi.

M. Gervais: Une dernière question. Beaucoup de Canadiens sont sans doute d'accord avec vous; mais si l'industrie pétrolière devait être entièrement entre les mains du secteur privé, il s'en trouverait aussi beaucoup qui s'inquièteraient de la possibilité de la mainmise de sociétés étrangères sur nos propres ressources.

M. Gatenby: C'est une bonne question qu'il vaut la peine de poser. Mais il m'est aussi facile de vous répondre: dans le pétrole au Canada, il existe tellement de contrôles provinciaux et fédéraux qu'il est impossible pour quelque société individuelle que ce soit de faire de la prospection, de faire des tests sismiques, de piqueter un terrain ou de produire un baril de pétrole ou un pied cube de gaz sans qu'elle ait dû au préalable se faire accorder une cinquantaine de permis. C'est poussé un peu loin. Les citoyens canadiens qui s'inquiètent de la possibilité que des sociétés étrangères ou canadiennes profitent du système peuvent dormir sur leurs deux oreilles, car c'est absolument impossible. Bien

[Text]

employee of Texaco, and we have gone in the equity market and sold a part of our interest.

• 1010

Having said that, of course some of us are old enough to recall that when money was needed to start western Canada it did not come from eastern Canada; it came from the south. They came up and took their chances and risks and were very noble.

Our association supported the concept of 50% Canadian ownership in any project at the time of operation, and that was a unanimous decision within the association. The association also supported the elimination of PIPs, and I think we have to compliment the Huskys and some of the other member companies: they stood up and said PIPs should go. We, as Texaco and Imperial, said we agree it should be 50% ownership, or at least every effort possible should be made.

As far as manipulation of our resources by companies goes, it just cannot happen under the system. We have belts and suspenders in all forms. We have so many controls that—I think Paul could vouch for that—you cannot do anything without many approvals. Also, these agencies are very capable: the conservation board in Alberta is well run with very, very top-level people. They know exactly what is going on, and none of the oil can be shipped at night without somebody knowing. But I wish it was all Canadian ownership. I agree that would be highly desirable.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Gatenby, Mr. Ratuski, Mr. Fisher, and Mr. Maciej. We appreciate the time you have taken to come and explain where you have been, where you are, and where you think you might be going. You have always been extremely open with the committee and we appreciate all your input.

Mr. Gatenby: As a last comment, our association and all of us would like to applaud the government for this effort at tax reform. We think it is highly desirable. We think fiscal responsibility has to be achieved by the government, and the opposition for that matter. This has been a noble undertaking and we wish everyone well. It just has to continue. We almost hesitate to come in and say we would like a bit here, a bit there. We understand the problems. We do not envy the government in dealing with this. The current opposition parties and the current government did not bring on the problem—it is something that came out of the past—and we really commend you all for addressing this. The country needs it very seriously. So we wish you well in this endeavour.

[Translation]

évidemment, chacun d'entre nous—y compris les employés de Texaco—préférerait que l'industrie pétrolière canadienne soit entièrement entre les mains de Canadiens; d'ailleurs, nous avons vendu certains de nos intérêts sur le marché boursier.

Cela dit, certains d'entre nous se rappelleront qu'il y a longtemps, à l'époque où il fallait trouver des fonds pour démarrer la prospection dans l'ouest du Canada, ce ne sont pas des capitaux de l'est du Canada qui nous ont aidés: ce sont des capitaux américains. Ce sont les Américains qui ont risqué leur argent pour nous, ce qui était un geste très noble.

Notre association a demandé à l'unanimité qu'il y ait au moins 50 p. 100 d'intérêts canadiens dans tout projet quel qu'il soit, à l'étape de l'exploitation. Notre association a également souscrit à l'abolition du programme d'encouragement du secteur pétrolier, et il faut justement féliciter les sociétés Husky et autres d'avoir adopté publiquement cette position. Nous, de Texaco et d'Imperial, avons demandé que les intérêts canadiens atteignent au moins les 50 p. 100, et avons demandé de tout mettre en oeuvre pour qu'il en soit ainsi.

En ce qui concerne l'éventualité que des sociétés étrangères manipulent nos ressources, je ne pense pas que le régime actuel le permette jamais. Nous avons des courroies de suspension de tout genre. Mon collègue peut vous assurer qu'il existe tellement de points de contrôle, qu'il est impossible de faire quoi que ce soit tant que l'on n'a pas reçu des dizaines d'approbations. N'oublions pas non plus que nos organismes centraux sont très capables: l'Office de conservation de l'Alberta est régi par des gens très compétents qui savent exactement ce qui se passe un peu partout: personne ne peut sortir du pétrole pendant la nuit sans qu'ils le sachent. Moi aussi, je souhaiterais que tous les intérêts de nos compagnies soient canadiens. Ce serait souhaitable.

La présidente: Merci beaucoup messieurs Gatenby, Ratuski, Fisher et Maciej. Merci d'avoir pris le temps de venir nous parler de votre expérience, de votre situation actuelle et de votre avenir. Vous avez été très honnêtes envers nous, et nous vous en remercions.

M. Gatenby: Une dernière observation: nous tous, de l'association, félicitons le gouvernement de tout ce qu'il cherche à mettre en oeuvre par le biais de sa réforme fiscale. La fiscalité relève du gouvernement, et de l'Opposition aussi. Cette entreprise est très noble, et nous vous souhaitons bonne chance. Vos efforts doivent se poursuivre. Nous hésitons presque à venir vous dire ce que nous souhaiterions voir appliquer ici et là. Nous ne vous envions pas la tâche d'avoir à résoudre les problèmes qui existent. Ce n'est pas vous, du gouvernement ni de l'Opposition, qui êtes à l'origine de la situation actuelle, car elle remonte à beaucoup plus loin: mais nous vous félicitons de vous y attaquer, car c'est essentiel pour notre pays. Bonne chance dans votre entreprise.

[Texte]

The Chairman: We appreciate your comments. I can add that both the opposition parties know that some sort of reform has to take place. It is not easy, but it has to go as almost a total package, because there are pluses and minuses on both sides. Thanks very much, Mr. Gatenby.

• 1012

• 1019

The Chairman: We will reconvene the meeting. We are very pleased to welcome some witnesses from the Prospectors and Developers Association of Canada: Dr. Robert M. Ginn, vice-president, and Mr. Robert Parsons, chairman, finance committee.

• 1020

Gentlemen, we want to thank you very much for taking time to come and visit with us today. The committee is reviewing the petroleum industry and the mining industry and sort of where you have been in the past few years, your activities today, and perhaps the immediate future. Dr. Ginn or Mr. Parsons, do you have any opening remarks to make?

Dr. Robert M. Ginn (Vice-President, Prospectors and Developers Association of Canada): Madam Chairman, if I may, we will both contribute to opening remarks. I will take the lead, if I may, on behalf of us both.

On behalf of the association, I want to thank you for your kind invitation to appear. We feel very comfortable with this committee, and we hope it is a hand-in-glove and co-operative undertaking to the benefit of industry and government relations.

You may have noticed that our worthy president, Mr. John Larch, is not here, and he sends his very sincere regrets. He fretted about not being here. But frankly, he is in the company of Mr. Merrithew at this very moment, on his way to Japan and Korea on a trade mission, so I think he is doing his bit for the country and for our association in that sense.

When I last had the privilege of speaking to your committee on May 21, I identified three fundamental support factors essential to sustaining a sound mining industry. They were a good data base, good technical facilities, and a favourable economic climate. Now, that has not changed, but our brief today is based on our submittal to the federal and provincial ministers of mines in St. John's, Newfoundland, on August 25, and we are presenting it from a slightly different point of view. Although it is identified as the mines ministers' brief, I trust you will accept it as a brief to this committee today. It has been supplemented internally, I might say.

Our presentation to the mines ministers identified four factors of interest or concern that are all essential to successful mineral exploration: (1) comprehensive and efficient government services; (2) access to lands—if we

[Traduction]

La présidente: Merci beaucoup. Les deux partis d'opposition savent qu'une réforme est nécessaire, si difficile soit-elle; mais elle doit être globale, puisque chaque proposition présente des avantages et des inconvénients. Merci beaucoup, monsieur Gatenby.

La présidente: Nous reprenons la séance. Nous accueillons avec plaisir l'Association canadienne des prospecteurs et promoteurs et leurs représentants M. Robert M. Ginn, vice-président, et M. Robert Parsons, président du Comité des finances.

Messieurs, merci d'avoir accepté de nous consacrer du temps aujourd'hui. Notre Comité est en train d'étudier l'avenir des industries pétrolières et minières, c'est-à-dire que nous essayons de déterminer quel a été votre rôle au cours des dernières années, quelles sont vos activités aujourd'hui et quel sera votre avenir immédiat. Messieurs, avez-vous quelques observations à nous faire au départ?

M. Robert M. Ginn (vice-président, Association canadienne des prospecteurs et promoteurs): Madame la présidente, si vous le permettez, c'est moi qui commencerai, mais nous prendrons la parole tous les deux.

Au nom de notre association, merci de nous avoir invités à comparaître. Nous sommes très à l'aise devant vous, et nous espérons que cette courtoise collaboration ne fera qu'améliorer encore plus les relations qui existent entre notre industrie et le gouvernement.

Vous aurez peut-être remarqué l'absence de notre président, John Larch, qui vous transmet ses regrets de ne pouvoir comparaître. En ce moment, il est en route vers le Japon et la Corée dans le cadre d'une mission commerciale, en compagnie de M. Merrithew, et je pense qu'il sert à sa façon notre pays et notre association.

La dernière fois que j'ai eu le privilège de m'adresser à votre Comité, le 21 mai dernier, j'ai identifié trois éléments fondamentaux essentiels à la bonne santé de l'industrie des mines: une bonne base de données, de bonnes installations techniques et un climat économique favorable. Rien n'a changé depuis lors, mais notre mémoire d'aujourd'hui se fonde sur notre exposé présenté à la Conférence fédérale-provinciale des ministres des Mines, le 25 août dernier, à Saint-Jean, Terre-Neuve; le point de vue est donc légèrement différent. Même si le titre du mémoire identifie précisément la conférence des ministres des Mines, j'ose espérer que vous l'accepterez néanmoins aujourd'hui. D'ailleurs, nous y avons ajouté certains éléments.

Notre exposé aux ministres des Mines mettait en lumière quatre facteurs d'intérêt commun à toute exploitation minière qui se veut rentable: (1) des services gouvernementaux globaux et efficaces; (2) l'accès aux

[Text]

cannot get on lands, we cannot explore; (3) attractive rewards to all involved in discovery and development; and (4) adequate financing. I will deal briefly with these individually.

Regarding government services, we continue to liaise and work closely with members of the staff of the Department of Energy, Mines and Resources, and have no concern to bring before you today. We continue to be pleased and impressed with the talent and dedication of EM&R staff. We are proud, as a national on the international scene, of the quality of our professionals and your services that are extended; they are marvellous.

As to access of lands, although they are not threatened to the degree they were within the past decade and about a decade ago when we thought national and provincial parks were going to consume 90%-plus of the available land, we still are apprehensive about the withdrawal of lands during periods of negotiation dealing with native land claims. I think Mr. MacDougall, for one, might relate to this, because there are huge areas of Canada that are really favourable for exploration that we regrettably cannot access today.

Our association has the position that we view these tracts of lands as in trust for the public in general and that all Canadians should have access to them. The right to collect taxes and royalties may indeed be assignable to the winner of a dispute. But until that dispute is settled, we believe there should be no impediment of exploration and development of those lands for the benefit of the economy and society and that any fees and dues that would be payable could be paid to a trustee to be awarded to the ultimate winner of the dispute.

Industry has worked this way. We have had several very significant mining discoveries. Texas Gulf's discovery at Kidd Creek in the 1960s, there was an immediate dispute as to ownership. There was no impediment to development. Texas Gulf went ahead and developed it and kept Timmins alive during a period of economic threat at that time, as the gold mines were phasing out. And obviously Timmins today is extremely healthy, in large measure due to the development of that mine.

• 1025

Today we have a case before the court still, a contest of ownership as between Corona and Lac over one of the Hemlo mines. It is not impeding the employment of people and development of the mine and the creation of national wealth, but ultimately the proceeds of this period of development and production will go to the winner of the dispute. Surely we could apply the same logic to the native rights versus a Crown ownership situation. That is our prime concern under access to lands.

[Translation]

terres: en effet, si nous ne pouvons avoir accès aux terres, nous ne pouvons exploiter les gisements; (3) des récompenses intéressantes pour tous ceux qui prospectent et exploitent; et (4) un financement adéquat. J'aborderai maintenant brièvement chacun des quatre éléments.

En ce qui concerne les services gouvernementaux, nous maintenons une liaison étroite avec le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, avec qui nous n'avons rencontré aucun problème. Nous sommes toujours heureux de constater le talent que vouent à leur travail les fonctionnaires du ministère. Nous qui formons une association nationale oeuvrant sur la scène internationale, nous sommes fiers de la qualité de nos gens et des excellents services que vous offrez.

En ce qui concerne le droit d'accès aux terres, même si nos droits ne sont pas menacés comme ils l'étaient il y a 10 ans, à l'époque où nous craignons de voir les parcs nationaux et provinciaux occuper plus de 90 p. 100 de toutes les terres utilisables, nous redoutons néanmoins de voir le gouvernement nous retirer certaines d'entre elles en période de négociation des revendications territoriales des autochtones. M. MacDougall comprend sans doute ce que je veux dire par là: nous n'avons malheureusement pas aujourd'hui le droit d'accès à d'énormes étendues de terres canadiennes qui pourraient faire l'objet de prospection.

Notre association considère que ces espaces sont des terres publiques et que tous les Canadiens devraient y avoir droit d'accès. Le droit de percevoir des taxes et des redevances peut être accordé à celui qui remporte un différend. Mais tant que le différend n'est pas tranché, rien ne sert d'empêcher la prospection et l'exploitation de ces terres, car cela peut servir à l'économie et à la société tout entière; entre-temps, tout droit et toute taxe à percevoir pourraient être versés en fiducie, jusqu'à ce que le différend soit tranché.

C'est ce qu'a toujours fait notre industrie. Nous avons été témoins de quelques grandes découvertes minières. Lors de la découverte de Texas Gulf à Kidd Creek dans les années 1960, on a contesté immédiatement le droit de propriété des terres, ce qui n'a pas empêché Texas Gulf de les exploiter et de maintenir la vitalité économique de Timmins à une époque où elle était gravement menacée par la fermeture graduelle des mines d'or. Timmins est aujourd'hui en très bonne santé, en grande partie grâce à l'exploitation de cette mine.

Nous avons encore un litige en instance de jugement, Corona et Lac se disputant la propriété des mines Hemlo. Il n'entrave absolument pas l'emploi des travailleurs, l'exploitation de la mine et la création de richesses nationales, et lorsque le conflit sera réglé, c'est au vainqueur que reviendront les recettes accumulées entre-temps. On devrait utiliser le même raisonnement pour défendre les droits des autochtones face aux droits de propriété de la Couronne. Voilà pour le principe de la disponibilité des terres.

[Texte]

Dealing with the risks and rewards side of our business, I would refer you, as you have the opportunity, to our brief. It was prepared by Dr. Lionel Kilborn, the past president of our association. I commend it to your attention.

The thing about prospectors is they are at great risk. They forgo the life some of us enjoy of 9-to-5 working hours, or longer, of course, in the case of diligent people. They forgo a regular paycheque. They forgo health benefits, dental plans, and pensions, perhaps even indexed pensions. They put their talents and their good luck on the line and they head into the bush with a hammer and with a pair of boots on.

There is a profit motive to this. It is not just an anti-social kind of behaviour. It is because ultimately they hope they will get a piece of the pot at the end of the rainbow. I do not think we should lose sight of that. Without that motive, I think we are going to lose the attractiveness that stimulates a really important part, small though it may be, of our society to find and ultimately be responsible for the generation of new wealth to the country.

So we would like to recommend, insofar as government policy can impact on that pot at the end of the rainbow for the prospector, that any sale of mining properties be considered as a capital gain and treated accordingly. They have an investment of time. When they dispossess of part of their discoveries, we believe that should be considered a capital gain.

Equally, we think they should be in the same category as farmers and small businessmen, as considered under tax reform, and be eligible for a life-time \$500,000 capital gain exemption. We think that would do a great deal to keep the stimulus there. Without their input, we may have a withering grapevine and not have the fruit in the future.

The fourth point, and the one that of course is current and topical, deals with the fundamental aspects of exploration financing. I know the subject of this hearing is the health of the mining industry, where we are, where we have been, and where we are going. I think we all have pretty sharp memories of where we have been. We were in the valley of the shadow a while back.

We were pulled into a healthy situation around 1983, when the MEDA provision was made allowable to 100% in the current tax year—that plus, I might say, the discovery of Hemlo, which showed the discouraged practitioners of our trade that indeed there were discoveries to be made and we did not have to go to the ends of the earth to find them. It restored confidence that we had not found all the ore bodies to be found.

[Traduction]

En ce qui concerne maintenant les aléas et les avantages de notre métier, je me permets de vous reporter à notre mémoire, qui a été préparé par M. Lionel Kilborn, ex président de notre Association. Je vous conseille fortement d'en prendre connaissance.

Il faut bien comprendre que les prospecteurs courent de grands risques. Ils renoncent à des heures de travail régulières et les plus dynamiques d'entre eux font beaucoup plus que du 9 à 5. Ils renoncent également à un chèque de paie régulier, à l'assurance-médicale, à des régimes dentaires, à des pensions de retraite et même parfois à des pensions de retraite indexées. Munis d'un marteau et d'une paire de bottes, ils comptent essentiellement sur leurs talents et sur leur bonne étoile.

S'ils choisissent ce mode de vie, ce n'est pas uniquement par réaction contre la société, mais c'est surtout parce qu'ils espèrent faire fortune. Il ne faut pas négliger ce motif qui les anime car, sans cet espoir, peu de membres de notre société seront attirés par ce métier qui, pourtant, contribue à la prospérité future de notre pays.

Nous recommandons donc que la vente de propriétés minières soit considérée comme une plus-value et traitée en conséquence dans la politique du gouvernement. En d'autres termes, lorsque les prospecteurs se départissent de certaines de leurs découvertes, nous estimons que cela devrait être considéré comme une plus-value.

Nous estimons également qu'ils devraient appartenir à la même catégorie que les agriculteurs et les petits entrepreneurs, et je veux parler de la catégorie proposée dans le cadre de la réforme fiscale, et qu'ils puissent ainsi bénéficier d'une exemption à vie de 500,000\$ de plus-value. Une telle mesure produirait une stimulation considérable. Il ne faut pas oublier que sans prospecteurs, on risque bien de ne plus pouvoir récolter des fruits qui se feront de plus en plus rares.

J'en arrive maintenant à la quatrième question qui est tout à fait d'actualité puisqu'elle porte sur le financement de la prospection. Je sais que vous examinez aujourd'hui la situation de l'industrie minière, passée, présente et future. Je crois que nous avons encore tous des souvenirs très vifs de ce par quoi nous sommes passés. Il n'y a pas si longtemps encore, notre secteur connaissait un véritable marasme.

C'est en 1983 que notre situation a commencé à s'améliorer, car les activités de prospection minière sont devenues admissibles à l'allocation pour épuisement jusqu'à concurrence de 100 p. 100 pour l'année financière en cours; c'est aussi à cette époque qu'on a fait la découverte du gisement de Hemlo, ce qui a prouvé aux prospecteurs un peu blasés qu'ils n'avaient pas besoin d'aller aux fins fonds de la planète pour découvrir de nouveaux gisements, puisqu'il y en avait tout près de chez nous. Cette découverte leur a donc redonné confiance.

[Text]

Then we needed the money to lubricate the whole machine to allow us to find things. Just at the right time the flow-through share mechanism was honed to the perfection we have enjoyed the last few years, and funds were available, so that exploration went on. We have heard from Mr. Gervais in the previous session, and we know, of the great stimulus and the great health of the northern end, the frontier areas, as a result of this mechanism.

When I finish this little presentation, my colleague Mr. Parsons will discuss the economics much more competently than I can. But I would like to quote or bring to your attention some presentations that have been made within the last few weeks by several people of diverse backgrounds. I think they are rather objective people, and I would like to refer to them.

Nova Scotia Mines Minister Joel Matheson reported at the mines ministers' conference that in rural Nova Scotia he notices now that the motels and the grocery stores, which are normally quite quiet, out-to-lunch, closed-for-the-season types of signs during the off-tourist season, are vital, and have been in the last several years, as the mining exploration of that area keeps the motels filled and keeps the bottles of milk and loaves of bread turning over. It has had a tremendous impact on areas that otherwise would be in winter doldrums.

• 1030

Quebec's Minister of Mines, Raymond Savoie, reports the vigour in the northern part of the province, in the Abitibi belt region for example, where only a few years ago they had a 25% unemployment rate at the beginning of the 1980s. Now it is less than 6%. The industry that is healthy and the only one that has had an appreciable change is the mining industry. The impact, of course, has come from flow-through share financing.

A couple of days ago at the Toronto branch of the Canadian Institute of Mining and Metallurgy, Dr. Louis Gignac, the president and CEO of Cambior, that company that was formed about a year ago as successor to SOQUEM, a Quebec government exploration company, had a public issue. They have spent about \$25.3 million in exploration during the past year. He reported to us they have three new ore bodies definitely aiming for production, under development. That is an incredible success rate. Others are very promising and it appears to be just a matter of time until they, too, are nurtured along to the feasibility stage.

Now, 90% of that funding came from flow-through share funding. He said that without that stimulus the company would not be successful today; in fact, might not exist today. As we all know, an ore body is a depleting resource. Once it is mined it does not replenish itself and

[Translation]

Il nous fallait également des capitaux pour lubrifier toute cette machine qui allait nous permettre de financer nos activités de prospection. C'est à ce moment-là, et ça tombait pile, qu'on a mis au point le mécanisme des actions accréditives, lequel nous a permis de relancer nos activités de prospection depuis quelques années. M. Gervais vous a parlé tout à l'heure des effets extrêmement positifs de ce mécanisme, surtout dans le nord et dans les régions éloignées.

Lorsque j'aurai terminé ce bref exposé, mon collègue, M. Parsons, vous parlera de l'aspect économique de toute la question car il est beaucoup mieux placé que moi pour le faire. J'aimerais toutefois revenir sur certaines déclarations qui ont été faites au cours des dernières semaines par plusieurs personnes d'origines diverses. Comme ce sont à mon avis des personnes tout à fait objectives, je me permets de les utiliser comme référence.

Joel Matheson, ministre de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, a fait remarquer à ses collègues, à la Conférence des ministres de l'Énergie, que les motels et les épiceries des régions rurales de la Nouvelle-Écosse, qui sont souvent très peu achalandés en dehors de la saison touristique, sont au contraire pleins de vitalité et ce, depuis plusieurs années. En effet, c'est grâce à la prospection minière qui se poursuit dans cette région que les motels sont pleins et que les épiceries regorgent de provisions. Cela a donc eu des retombées extrêmement positives sur des régions dont l'activité économique ralentit considérablement en hiver.

Raymond Savoie, le ministre québécois de l'Énergie, a également indiqué que le nord de la province avait retrouvé une certaine vigueur, notamment dans la région de l'Abitibi, dont le taux de chômage était encore de 25 p. 100 il y a à peine quelques années. Or, aujourd'hui, il est d'à peine 6 p. 100. La seule industrie qui y soit vraiment prospère est l'industrie minière, laquelle doit son renouveau, si l'on peut dire, au mécanisme de financement par actions accréditives.

Il y a quelques jours, à la section de Toronto de l'Institut canadien des mines et de la métallurgie, M. Louis Gignac a fait une communication fort intéressante. M. Gignac est président directeur général de Cambior, société qui a succédé il y a à peu près un an à la SOQUEM, la société de prospection minière du gouvernement québécois. Il a donc indiqué que sa société avait dépensé à peu près 25.3 millions de dollars en prospection l'année dernière et que cela a permis de découvrir trois gisements de minerai destinés à l'exploitation. C'est un taux de succès absolument faramineux. D'autres gisements semblent eux aussi très prometteurs, et, d'ici quelque temps, on pourra certainement envisager de les exploiter.

Or, 90 p. 100 des capitaux qui ont servi au financement de ces activités de prospection provenaient des actions accréditives. Il a ajouté qu'en l'absence de ce mécanisme, sa société n'aurait pas enregistré tous ces succès et qu'en fait, elle n'existerait peut-être pas aujourd'hui. Nous

[Texte]

the replenishment has to come from further exploration expenditure and physical effort. We have to keep that pump primed.

A gentleman by the name of J.A. Thibert, who is the economic development co-ordinator for the Ontario Ministry of Northern Affairs and Mines, has reported recently on the total anticipated socio-economic impact of mining developments in the Goudreau-Lochalsh area, which is in the Wawa area of northern Ontario. It is not a vital and prosperous area, or has not been until the last few years. The iron industry, as we all know, the steel industry, Algoma Ore properties in particular, have suffered greatly. Algoma Ore, the prime employer in the region, has laid off about 350 employees over about a two-year period. That would have had a devastating impact on the community, but fortunately, in the period of which we are speaking, 1983, 1984 and 1985, the impact or the stimulus of flow-through share funding brought in a number of companies and five of them now have ore bodies either committed to production or looking extremely promising such that they feel comfortable in reporting there will be a production decision within another year or a year and half.

Mr. Thibert reports that the total flow-through funds to be spent in this depressed area over the next two or three years, and those that have been spent to date, will amount to about \$46 million. The development plans will involve capital expenditures of about \$80 million, a little over \$80 million, to bring these deposits into production. There will be a certain sharing of facilities, as a mill, for example.

The total direct and indirect employment in the area, as a result of these developments, will be between 540 and 945. Those are all people within that community either working in the mines or very closely related to the mines. They will produce an estimated 110,000 ounces of gold annually which at today's price will have an annual value of new wealth to Canada of \$66 million. The resulting personal income related to this production is estimated to be between \$16.6 million and \$22.2 million, depending on the ultimate number of employees.

The value of new housing that will have to be created to satisfy this influx of people is calculated to be about \$12 million. The increased municipal residential tax base at today's rates would be about \$206,000, quite a significant annual tax income for that community. All five companies have reported that without flow-through share funding in its present form, they would not have been active in that area. In fact, three of the companies would not have existed.

The fifth reference I will make is to a Mr. G.F. Pearce. I have taken the liberty of including this on the back of the brief, although it was not part of this brief and I have not explained it here. I trust you will understand that it is

[Traduction]

savons tous qu'un gisement est une ressource qui s'épuise. Une fois exploité, le gisement ne se reconstitue pas de lui-même, et pour trouver d'autres minerais, il faut consentir d'autres efforts physiques et d'autres crédits à la prospection. Une fois amorcée, la pompe doit continuer de tourner.

Un certain J.A. Thibert, coordonnateur du développement économique auprès du ministère ontarien des Affaires du Nord et de l'Énergie, a récemment fait un rapport sur les retombées socio-économiques dont devraient bénéficier la région de Goudreau-Lochalsh, dans le nord de l'Ontario, grâce à l'activité minière. Depuis plusieurs années, cette région manque de dynamisme, et nous savons tous que l'industrie métallurgique et les aciéries, notamment Algoma Ore, ont durement ressenti les effets de ce marasme. En effet, Algoma Ore, principal employeur de la région, a dû mettre à pied environ 350 employés en l'espace de deux ans. Cela aurait dû avoir un effet catastrophique sur la collectivité, mais fort heureusement, à la même époque, c'est-à-dire en 1983, 1984 et 1985, l'effet incitatif du mécanisme des actions accréditatives a attiré dans cette région un certain nombre de sociétés, dont cinq ont déjà annoncé l'exploration prochaine de plusieurs gisements, c'est-à-dire d'ici 12 à 18 mois.

M. Thibert a également indiqué que d'ici deux ou trois ans, 46 millions de dollars auront été investis dans cette région peu prospère grâce au mécanisme des actions accréditatives. Les plans d'aménagement prévoient que l'entrée en production de ces gisements nécessitera des dépenses d'investissement d'un peu plus de 80 millions de dollars. Certains équipements et installations seront partagés.

Ces activités permettront de créer entre 540 et 945 emplois directs et indirects, c'est-à-dire d'emplois dans les mines elles-mêmes ou dans des activités connexes. On prévoit que ces activités produiront 110,000 onces d'or par an, ce qui, au prix d'aujourd'hui, apportera au Canada 66 millions de dollars par an. Le masse salariale qu'engendrera cette production devrait se situer entre 16.6 et 22.2 millions de dollars, selon le nombre de travailleurs.

On prévoit également que la valeur des nouveaux logements qui devront être construits pour accueillir ces travailleurs représentera environ 12 millions de dollars. Aux taux actuels, les taxes foncières que perçoit la municipalité devraient passer à environ 206,000\$, soit une augmentation appréciable des recettes fiscales de cette collectivité. Les cinq sociétés ont été unanimes pour dire que sans le mécanisme actuel d'actions accréditatives, elles ne seraient pas venues s'implanter dans cette région. En fait, trois d'entre elles n'existeraient même pas.

La cinquième personne que je voudrais citer est M. G.F. Pearce. J'ai pris la liberté d'inscrire cela au dos du mémoire, même si cela n'en fait pas vraiment partie. C'est simplement un petit détail que j'ai réussi à caser ici. M.

[Text]

a supplement that I have sneaked in. Mr. Pearce is the clerk administrator of the Town of Smithers, B.C., and he is among a number of people who have responded to the Prospectors and Developers Association of Canada's request within the last two weeks, by telephone and by telex, to get some measure of the impact of flow-through share funded mining activity on their communities. The material is just coming in.

• 1035

I just received Mr. Pearce's letter yesterday. It says a lot. It says an encyclopaedia in two brief pages. And with Mr. Pearce's consent I included it in this brief. I ask you to read it. I will not read it in its entirety. It is succinct, it is to the point, it is obviously erudite and intelligent. So I will leave it to your own judgment. He focuses on the mineral exploration depletion allowance aspect. He refers to a number of existing mines—Bell Copper and Babine Lake—and developing mines, such as the ones in the Toodoggone Lake area. He gives figures and references, if anyone should like to follow them up. He says that, once again, that community of about 5,000 people is enchanted greatly by the activity that has been stimulated by flow-through share funding.

This is not news to this committee, our support of this mechanism. It is all said today in the context that we feel the mechanism is in great jeopardy. The reason that the presentation you have from us today says oral presentation is because we complied with an invitation to present a written brief to the Mines Ministers about four weeks before the conference. At that time, it was just on the heel of the June 18 white paper on tax reform, and our initial response to that white paper was one of relief that the flow-through share mechanism had been retained. Our initial brief said:

Thank you. This is great. We are sorry to see MEDA go, but as the previous delegation said, tax reform is desirable, is necessary, and we are all prepared to give a little.

In the month between writing that brief and our appearance in St. John's, we were deluged by our members and by other associations, because Dr. Perron specifically directed the Prospectors and Developers Association of Canada to act as the spokesperson on behalf of those many, many other associations out there. They did not want to have a tower of Babel kind of presentation, but rather one voice. Therefore, we had to contact those other associations. And their reaction was quite different from our initial position. I am afraid we felt we were being unkind and unfair to Mr. Merrithew when we said different words than we had put in the brief. It said that MEDA must be retained, for without it,

[Translation]

Pearce est greffier-administrateur de la ville de Smithers, en Colombie-Britannique, et il fait partie de ceux qui ont répondu aux questions que l'Association des prospecteurs et des promoteurs du Canada leur a adressées au cours des deux dernières semaines, par téléphone et par télex, afin d'évaluer l'incidence, sur leur collectivité, des activités minières financées par des actions accréditives. Les réponses commencent à arriver.

J'ai donc reçu la lettre de M. Pearce hier, et c'est une véritable mine de renseignements! Elle ne fait pourtant que deux pages. M. Pearce a accepté que j'annexe sa lettre au mémoire de notre association, et je vous prie donc d'en prendre connaissance. Je n'ai pas l'intention de la lire intégralement, mais elle est très courte, très pertinente et très bien documentée. Je vous laisse le soin d'en juger par vous-même. M. Pearce insiste surtout sur l'allocation pour épuisement désormais offerte à la prospection minière, et parle d'un certain nombre de mines en exploitation, comme *Bell Copper* et *Babine Lake*, et de nouvelles mines, comme celles de la région de Toodoggone Lake. Il cite plusieurs chiffres et références, dont vous pourrez prendre connaissance si vous le désirez. Il termine en disant, une fois de plus, que sa collectivité d'environ 5,000 habitants a considérablement profité des activités financées par le mécanisme des actions accréditives.

Vous n'êtes certainement pas surpris par le fait que nous défendions ardemment ce mécanisme. Mais si nous insistons particulièrement aujourd'hui, c'est parce que nous craignons que ce mécanisme ne soit menacé. Aujourd'hui, nous vous faisons un exposé oral parce que nous avons accepté l'invitation de présenter un mémoire écrit aux ministres des Mines il y a quatre semaines, avant la conférence. Le Livre blanc du 18 juin sur la réforme fiscale venait alors tout juste d'être présenté, et notre première réaction avait été un grand soulagement de voir que le mécanisme des actions accréditives avait été conservé. Dans notre mémoire initial, nous disions:

Merci. C'est parfait. Nous regrettons que l'allocation pour épuisement soit supprimée, mais comme l'a dit la délégation précédente, la réforme fiscale est souhaitable, elle est même nécessaire, et nous sommes tous prêts à faire des concessions.

Pendant le mois qui s'est écoulé entre la rédaction de ce mémoire et notre comparution à Saint-Jean, nous avons été inondés de lettres et de coups de téléphone de nos membres et d'autres associations, car M. Perron avait expressément demandé à l'Association des prospecteurs et des promoteurs du Canada d'être le porte-parole de toutes les autres associations, afin d'éviter que l'exposé soit une véritable tour de Babel d'intérêts multiples. Nous avons donc dû contacter toutes les autres associations et nous avons constaté que leur réaction était tout à fait différente de notre position initiale. Nous étions un peu gênés à l'égard de M. Merrithew de devoir, oralement, défendre une position différente de celle que nous avions avancée

[Texte]

flow-through share funding is dead. It really is; although the name is there, the effectiveness is gone.

So we had to go back and change our position. John Larch was extremely perturbed at apparently changing his position, but he accepted the numbers. I think Mr. Parsons can now speak to that aspect, Madam Chairman. Thank you.

Mr. Robert Parsons (Chairman, Finance Committee, Prospectors and Developers Association of Canada): For the information of this committee, I thought it might be useful for you to know what we will be saying to the Standing Committee on Finance and Economic Affairs this evening with regard to flow-through shares. It is acknowledged that flow-through shares are the fuel that is driving the exploration industry in Canada today. The total exploration industry relies on the junior exploration sector to carry the bulk of the exploration activity, and the junior exploration sector relies almost exclusively on flow-through funding to raise the dollars that are needed to undertake their exploration activities.

As Dr. Ginn mentioned, we have concluded that MEDA, the mineral exploration depletion allowance, is critical to the success of flow-through shares. The feedback we have been getting from the financial community in Canada is that without MEDA, flow-through shares will suffer considerably under tax reform. We do not pretend to be crystal-ball wizards, such that we can look into the future and say flow-through shares will be dead or exploration activity will decline 80% or 60% or 40%. Nobody can do that. But I think the main point to consider is that flow-through shares are working now. Why tinker with a system that is working so well to provide jobs and economic activity in the underdeveloped regions of this economy? It is a natural occurrence to spend exploration dollars in these regions. It is not an artificial creation, such as trying to provide incentives to build a car plant in Timmins or a large petrochemical complex in Whitehorse, for example. It happens naturally.

• 1040

Apart from our submission that it is essential to maintain MEDA through the tax reform process, we are concerned about a number of other matters on the financial side of the exploration industry. For example, there is a feature of the tax reform proposals that would affect the ability of an investor to obtain a capital gains exemption where he invests in flow-through shares. The so-called "investment loss rule" has some serious drawbacks to it. For example, a taxpayer who is a salaried

[Traduction]

dans notre mémoire. Nous avons en effet dû réclamer le maintien de cette allocation pour épuisement, faute de quoi, il n'y aurait plus de financement par actions accréditives. Et c'est la vérité, car même si on en conserve le nom, on n'en a plus l'efficacité.

Nous avons donc dû modifier radicalement notre position, ce qui ennuyait considérablement John Larch, mais les chiffres l'ont convaincu. Si vous me le permettez, madame la présidente, je vais maintenant donner la parole à M. Parsons qui va pouvoir entrer dans les détails de toute cette question fort complexe.

M. Robert Parsons (président, Comité des finances, Association des prospecteurs et des promoteurs du Canada): Je voudrais simplement vous aviser que nous comparaissons ce soir devant le Comité permanent des finances et des affaires économiques et que notre témoignage portera sur les actions accréditives. Ces actions sont aujourd'hui reconnues comme le moteur de l'industrie de la prospection au Canada. Ce sont surtout de jeunes entreprises qui effectuent la majeure partie de la prospection au Canada, et ces entreprises dépendent presque exclusivement des actions accréditives pour réunir les capitaux dont elles ont besoin.

Comme l'a dit M. Ginn, nous estimons que l'allocation pour épuisement est absolument indispensable à l'efficacité des actions accréditives. D'après ce que nous ont dit les milieux financiers canadiens, sans l'allocation pour épuisement, les actions accréditives perdront beaucoup de leur intérêt avec la réforme fiscale. Certes, nous ne sommes pas des devins et ne pouvons donc pas affirmer catégoriquement que les actions accréditives vont disparaître ou que les activités de prospection vont diminuer de 80, de 60 ou même de 40 p. 100. Personne ne peut le prédire. Par contre, ce qu'il ne faut pas perdre de vue, c'est que les actions accréditives sont actuellement très efficaces. A quoi bon alors essayer de remanier un système qui fonctionne déjà très bien et qui permet de relancer l'emploi et l'activité économique dans les régions démunies de notre pays? Investir dans la prospection, dans ces régions-là, est un phénomène tout à fait naturel. Ce n'est absolument pas une situation artificielle, comme c'est le cas des subventions qu'on accorde à une usine automobile pour qu'elle aille s'implanter à Timmins, ou à un gros complexe pétrochimique pour qu'il aille s'installer à Whitehorse, par exemple. J'ai dit, et je le répète, que l'investissement dans la prospection est un phénomène naturel.

Nous prétendons donc qu'il ne faut absolument pas supprimer l'allocation pour épuisement à l'intention de l'industrie de la prospection, mais ce n'est pas le seul problème financier qui nous préoccupe avec la réforme fiscale. Ainsi, parmi les propositions qui nous sont faites, il y en a une qui influera directement sur la capacité de l'investisseur d'obtenir une exemption de l'impôt sur la plus-value lorsqu'il investit dans des actions accréditives. La nouvelle règle sur les pertes en matière

[Text]

individual, a high school teacher in Kenora or a retail or a bank employee in the hinterland of British Columbia, whose only source of income is salary, will find he will not be able to get capital gains exemption on sale of property if he invests in flow-through shares, whereas a taxpayer who might be in the identical financial situation but who has a source of investment income—the only difference between the two taxpayers being that their sources of income are different—will be able to benefit from the capital gains exemption. There is certainly an anomalous inequity in this aspect of the tax reform proposals that I believe is unintended. We need to draw that to the attention of the powers that be.

The other two fiscal matters we want to bring up have to do with first of all the \$500,000 capital gains exemption, to which Dr. Ginn alluded. We feel a prospector is no different from any other businessman. The fact that his business happens to be prospecting instead of the proprietorship of a hardware store should not prevent him from getting a capital gains exemption on the sale of his property, whereas another small businessman in Canada, under the tax reform proposals, will be able to avail himself of the full \$500,000 capital gains exemption.

Finally, we want to raise what might be viewed as a housekeeping measure, related to flow-through shares. It has to do with the present provision that deems the adjusted cost base of a flow-through share to be nil. We have a case to present which indicates that particular provision is illogical and unjustified. It produces an inequitable result. I can illustrate that to you later, if you are interested. We believe it would make much more sense that the flow-through share investor have a tax basis in his shares equal to the after-tax cost of those shares.

I appreciate that some of those matters are highly technical. I have some exhibits, if you want me to take you through them later.

The Chairman: Thank you very much, Dr. Ginn and Mr. Parsons. We appreciate your opening comments and your accolades for the Department of EM&R and Minister Merrithew. We too enjoy working with him and find it a pleasure.

• 1045

We have a lot of miners here today, so perhaps we will go to five-minute questioning. We will start with Russ, who comes almost from the new gold, Nova Scotia, but not quite.

Mr. MacLellan: Yes, almost, but not quite. Thank you, gentlemen; your presence has been very helpful. I would like to thank both Mr. Parsons and Dr. Ginn for their presentations. Mr. Parsons, would you go over that last

[Translation]

d'investissement présente plusieurs défauts graves. Prenons le cas, par exemple, d'un contribuable salarié comme un professeur à Kenora ou un employé de banque en Colombie-Britannique, dont la seule source de revenu est son salaire. Si cette personne investit dans des actions accréditives, elle ne pourra pas bénéficier d'une exemption de l'impôt sur la plus-value si elle désire vendre ses biens, alors qu'un autre contribuable qui se trouve dans une situation financière identique mais qui touche des revenus d'investissement—et la source des revenus est la seule chose qui distingue les deux contribuables—cette deuxième personne pourra, elle, bénéficier d'une exemption pour l'impôt sur la plus-value. L'injustice de ces propositions n'était certainement pas prévue par les auteurs de la réforme, et c'est la raison pour laquelle nous devons le signaler à qui de droit.

Passons maintenant à l'exemption de 500,000\$ pour l'impôt sur la plus-value, dont a parlé M. Ginn tout à l'heure. A notre avis, un prospecteur doit être traité comme n'importe quel autre entrepreneur. Le fait que son activité consiste à prospecter plutôt qu'à être propriétaire d'une quincaillerie ne devrait pas l'empêcher pour autant de bénéficier d'une exemption pour l'impôt sur la plus-value s'il décide de vendre ses biens, puisque n'importe quel autre petit entrepreneur canadien pourra, en vertu des propositions qui nous sont faites, profiter des 500,000\$ d'exemption.

Enfin, pour ce qui est des actions accréditives, la loi actuelle présume que le prix de base rajusté d'une action accréditive est nul. Nous sommes en mesure de prouver que cette disposition est illogique, injustifiée et inéquitable. Je vous donnerai un exemple plus tard, si cela vous intéresse. A notre avis, il vaudrait beaucoup mieux que celui qui investit dans des actions accréditives se retrouve avec une assiette fiscale égale au coût de ces actions, impôt déduit.

Il est évident que tout cela est très technique, mais j'ai plusieurs documents sur lesquels je pourrai revenir tout à l'heure, si vous le désirez.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Ginn et monsieur Parsons. C'est avec grand plaisir que nous avons écouté vos commentaires liminaires, et nous nous réjouissons des bonnes relations que vous avez su entretenir avec le ministère de l'Énergie et M. Merrithew. Nous avons nous aussi d'excellentes relations avec lui.

Il y a beaucoup de mineurs ici aujourd'hui; nous pourrions donc faire des tours de cinq minutes. Nous allons commencer avec Russ, qui vient presque, mais pas tout à fait, de la nouvelle région aurifère de la Nouvelle-Écosse.

M. MacLellan: Oui, presque mais pas tout à fait. Merci messieurs. Votre participation nous est très utile. J'aimerais remercier MM. Parsons et Ginn pour leur exposé. Monsieur Parsons, pourriez-vous nous expliquer

[Texte]

area again? It was technical and I am not quite sure I understand what you are saying.

Mr. Parsons: Which part? The investment loss—

Mr. MacLellan: Yes. I also wanted to ask you something about the capital gains, but the investment loss rule is the one I have the problem with.

Mr. Parsons: Madam Chairman, would it be appropriate if I circulated a schedule, which might help make it more understandable? I apologize for not distributing these in advance, but they are hot off the press.

Perhaps we could deal first with the provision in the Income Tax Act which deems the cost of a flow-through share to be nil. The schedule you have before you is headed "Case for Amending Section 66.3 of the Income Tax Act". I think it illustrates the rationale for the cost base of a flow-through share being equal to the after-tax cost of that share. For simplicity purposes I have assumed a 50% tax rate, although it is not obviously the case under the tax reform proposals.

Also for simplicity I have assumed we have a situation where \$100 is spent on exploration, the exploration activity produces results, and the mining company realizes \$100 of operating profit in terms of its property. In other words, it is a totally break-even proposition. One would expect in a break-even situation such as this that no tax should be paid. The \$100 has gone into the ground and the mining company has reaped a net profit of \$100. The company is not ahead with cashflow and there should not be a tax liability.

The left-hand column illustrates what would happen under the Income Tax Act in the case of an investment in a non-flow-through or a conventional share where the corporation raises \$100, spends \$100 on exploration and has nothing in the bank. The company realizes \$100 of operating profit, but because it has \$100 of exploration expenses deductible, its taxable income is nil and the company pays no tax. The company is then liquidated and distributes \$100 to its shareholder. The shareholder receives \$100 in proceeds, but as he had made a \$100 investment in the company, he breaks even, has no gain or loss for tax purposes and pays no tax. At the end of the day, we have a perfect world.

The middle column indicates what would happen under the present tax rules, which deem the investor's tax basis in a flow-through share to be nil. In this case, once again a company raises \$100 and spends \$100 on exploration, so it has no money in the bank at that time. The company then realizes \$100 net profit, but as the company has no tax deductions available—it had transferred them to its shareholder—the company pays tax on that \$100 profit and has \$50 left in the bank after tax, which is distributed to the shareholder upon liquidation.

[Traduction]

de nouveau votre dernier point? C'est un point technique, et je ne suis pas sûr d'avoir bien saisi ce que vous avez dit.

M. Parsons: Quoi donc? Les pertes de placement. . .

M. MacLellan: Oui. J'aurais aussi une question au sujet des gains en capital, mais c'est la règle concernant les pertes de placement que je ne comprends pas très bien.

M. Parsons: Madame la présidente, j'ai un tableau ici qui pourrait vous aider à mieux comprendre. Si vous le permettez, je peux le faire distribuer. Je m'excuse de ne pas vous l'avoir envoyé à l'avance, mais il sort tout juste de la presse.

Nous pourrions peut-être commencer par la disposition de la Loi de l'impôt sur le revenu qui considère le coût d'une action accréditive comme étant nul. L'annexe que vous avez devant vous s'intitule: «Argument en faveur d'une modification de l'article 66.3 de la Loi de l'impôt sur le revenu». Vous trouverez expliqué là pourquoi le coût d'une action accréditive est égal au coût de cette action après impôt. Pour simplifier le problème, j'ai pris pour hypothèse un taux d'imposition de 50 p. 100, même si ce n'est évidemment pas ce qui est proposé dans la réforme.

Également par souci de simplicité, j'ai pris l'hypothèse suivante: des coûts de prospection de 100\$ et des gains de 100\$ réalisés par la compagnie minière par suite de ces activités. En d'autres termes, les coûts et les gains s'équivalent. On serait en droit de s'attendre à ce qu'il n'y ait pas d'impôt à payer. La compagnie minière a dépensé 100\$ en prospection, et en a retiré un profit net de 100\$. Elle n'a pas plus de liquidités, et il ne devrait pas y avoir d'impôt à payer.

La colonne de gauche montre ce qui se produirait sous le régime de la Loi de l'impôt sur le revenu dans le cas d'une compagnie qui émet 100\$ d'actions conventionnelles ou non accréditives, qui dépense 100\$ en prospection et qui n'a rien à la banque. La compagnie fait un profit de 100\$, mais comme ses dépenses de prospection sont déductibles d'impôt, son revenu imposable est nul, et elle n'a rien à payer. La compagnie est ensuite liquidée, et elle distribue 100\$ à ses actionnaires. Ses actionnaires reçoivent 100\$, mais comme ils avaient investi ce montant dans la compagnie, ils n'ont ni gain, ni perte, et ne paient aucun impôt. Au bout du compte, tout est parfait.

La colonne du milieu montre ce qui se produirait sous le régime actuel qui considère l'assiette fiscale d'une personne qui investit dans des actions accréditives comme étant nulle. Dans ce cas, la compagnie va chercher 100\$ et les dépense en prospection; de sorte qu'elle n'a pas plus d'argent à la banque. La compagnie réalise ensuite un profit net de 100\$, mais comme elle n'a droit à aucune déduction d'impôt—ayant transféré ce droit à ses actionnaires—elle doit payer de l'impôt sur ces 100\$ de profit, et elle se retrouve avec 50\$ en banque après impôt,

[Text]

The shareholder has spent \$100 on his share subscription and he has received, because of the flow-through share mechanism, \$50 in tax relief, so he is out of pocket at that time by \$50. He receives the \$50 after tax distribution from the company so at that point he has broken even. He has a \$50 after-tax cost of his investment and he receives \$50 from the company. He is therefore at a break-even situation, but the Income Tax Act then kicks in and says: Hang on, you have received \$50 from the company, but the Income Tax Act deems your tax basis with respect to your investment in the company to be zero; you have to pay tax on that \$50. Under the tax reform proposals, he would pay roughly \$19 tax on receiving that \$50 back from the company.

Therefore at the end of the day, under the present rules, even though the company and the shareholder taken together have not realized one cent of profit, \$100 having been spent on exploration and \$100 of net profit having been realized from operations, a cheque for \$19 has been written to the Receiver General of Canada.

Contrast that to the left-hand column, the case of an investment in conventional shares instead of flow-through shares, and we see that the flow-through situation is penalized. The right-hand column indicates what the result would be if the Income Tax Act deemed the investor's tax basis in his flow-through share to be equal to the after-tax cost of his investment. In that case, we get what we consider to be the right result—namely, no taxes paid because no positive cashflow has been created as a result of the venture. That is the basis for our proposition that the Income Tax Act should be amended insofar as it affects the adjusted cost base of a flow-through share.

Interestingly enough, the Department of Finance saw fit a few years ago to deem the company's paid-up capital, which is a defined term for tax purposes, to be equal to one-half of the amount raised by way of the flow-through share but did not go one step further to deem the investor's cost to be one-half of the amount subscribed to the flow-through share. Why they stopped half way is beyond my understanding.

Mr. MacLellan: Excuse me, I have to go to the House. My question has been answered by this investment loss rule hand-out. Thank you very much, Mr. Parsons. I am sorry, I have to go.

Mr. Parsons: I am sorry to take you through such a technical explanation.

Mr. MacLellan: It was my mistake. I missed something. It is clear now. Thank you.

Mr. Gervais: I would also like to welcome Dr. Ginn and Bob and your colleagues. Thank you very much for coming to appear before us, and I thank you for coming to help us celebrate Paul's birthday.

[Translation]

lequel montant est distribué aux actionnaires au moment de la liquidation.

L'actionnaire a donc dépensé 100\$ pour souscrire une action, et grâce au régime des actions accréditives, il a reçu 50\$ en dégrèvement d'impôt. Cela veut dire que son action lui coûte jusqu'à 50\$. Il reçoit ensuite 50\$ de la compagnie, au moment de sa liquidation. Son investissement après impôt lui coûte 50\$, puis il reçoit 50\$ de la compagnie. Le montant d'argent qu'il a déboursé et qu'il a reçu est le même. Mais la loi de l'impôt sur le revenu dit que, puisqu'il a reçu 50\$ de la compagnie, et puisque le coût de placement est nul, il faut payer de l'impôt sur ces 50\$. Aux termes de la réforme, l'actionnaire serait obligé de payer environ 19\$ d'impôt sur les 50\$ que lui remet la compagnie.

À la fin du compte, sous le régime actuel, même si la compagnie et l'actionnaire ensemble n'ont pas fait un sous de profit—100\$ de coût de prospection au regard de 100\$ de profit net d'exploitation—le Receveur général du Canada reçoit un chèque de 19\$.

Si l'on compare la colonne de droite avec celle de gauche, on constate que le régime des actions accréditives est désavantagé par rapport au régime des actions conventionnelles. La colonne de droite montre ce qui se produirait si la loi de l'impôt sur le revenu considérait l'assiette imposable de la personne qui investit dans des actions accréditives comme étant égale au coût de l'investissement après impôt. Dans cette situation, le résultat est juste, en ce sens qu'aucun impôt n'est payé parce que les activités ne produisent aucun revenu net. C'est pourquoi nous disons qu'il faudrait modifier la loi de l'impôt pour qu'elle tienne compte du coût rajusté des actions accréditives.

Il est intéressant de noter que le ministère des Finances a jugé bon, il y a quelques années, de considérer que le capital versé par une compagnie, tel que défini aux fins de l'impôt, équivalait à la moitié du montant obtenu par la voie d'actions accréditives, mais qu'il n'a pas appliqué ce raisonnement aux investisseurs. Pourquoi le ministère s'est-il arrêté à mi-chemin? Cela dépasse mon entendement.

M. MacLellan: Je m'excuse, je dois me rendre à la Chambre. J'ai eu réponse à ma question dans l'explication de la règle concernant les pertes reliées à l'investissement. Je vous remercie beaucoup monsieur Parsons. Je m'excuse, je dois partir.

M. Parsons: Je m'excuse d'avoir eu à vous donner une explication aussi technique.

M. MacLellan: C'est mon erreur. J'avais oublié quelque chose. C'est clair maintenant. Merci.

M. Gervais: Moi aussi j'aimerais souhaiter la bienvenue à Dr. Ginn, à Bob et à leurs collègues. Merci beaucoup d'être venus nous rencontrer, et merci d'être venus nous aider à célébrer l'anniversaire de Paul.

[Texte]

[Traduction]

• 1055

Gentlemen, I listened very attentively to your presentation. Coming from a mining area, I am in total agreement with your concerns about the caution on lands. I think you are absolutely right in saying there is no reason why they should not be worked upon and the ultimate owner of the land would reap the money that we would put in trust. That is a logical way to go about it and one the Province of Ontario and any of the provinces of Canada should look at.

On the \$500,000 lifetime capital gains exemption for a prospector, I agree with you on that point too. However, in talking with Mike Wilson, and even talking with people in the industry, I think the problem to a great extent is to identify the bona fide prospector. As you all know, we have had problems in that area in the past. We have had someone come out of a major city, put a pack-sack on his back, go into the bush, and say he is a prospector. I do not think that type of person, with all due respect, should be classified as a bona fide prospector and get the \$500,000. Have you given any thought to how you determine who is a bona fide prospector and who is not?

Mr. Parsons: Perhaps I, wearing my tax technician's hat, could address it, and then I will turn it over to Dr. Ginn, who can speak in mining language.

It has been my experience, in dealing in the mining industry since 1974, that this has not been a real problem on a day-to-day basis. The income tax legislation that relates to prospectors is fairly precise. There has been some case law on the subject such that I believe Revenue Canada and the industry have a pretty mutually agreeable understanding as to what constitutes a prospector.

If it turns out that the legislation is not tight enough, I believe it would be a fairly easy task to tighten it up; for example, put in a principal business test, mention that in order to be eligible for this the taxpayer's principal business must be prospecting, such as we have in the income tax legislation for farming. There we have a principal business test. So I do not think that needs to pose a problem.

Mr. Gervais: Have you any data on the number of jobs that might be involved in the prospecting and developing end of mining throughout the country, a yardstick?

Dr. Ginn: We have addressed the job creation impact of flow-through share funding. We have recently circulated a questionnaire to the association members and we have again, as with Mr. Parsons, an "ink is wet" kind of thing that we really have not fully digested and analysed.

A little more mature study was done by the Quebec Association of Prospectors, with financial support both from our association and from the Quebec government,

Messieurs, je vous ai écouté très attentivement. Comme je viens d'une région minière, je partage entièrement vos préoccupations au sujet des terres. Je pense que vous avez parfaitement raison de dire qu'il n'y a pas de justification pour que les terres ne soient pas mises en valeur et que les propriétaires, une fois connus, en récoltent le produit qui aurait été placé en fiducie. C'est une façon logique de faire les choses, et l'une des solutions que devraient envisager la province de l'Ontario et toutes les autres provinces du Canada.

Je partage également votre avis sur l'exemption viagère de 500,000\$ de gains en capital pour les prospecteurs. Cependant, après avoir discuté avec Mike Wilson, et même avec des gens de l'industrie, je pense que le problème, dans une grande mesure, est de savoir exactement qui sont les prospecteurs de bonne foi. Comme vous le savez, nous avons eu des problèmes dans le passé de ce côté-là. Nous avons vu des personnes arriver dans une grande ville, se mettre un sac sur le dos, et dire qu'ils étaient prospecteurs. Je ne crois pas que ce genre de personnes devraient être considérées comme des prospecteurs de bonne foi et avoir-droit à l'exemption de 500,000\$. Avez-vous pensé à des critères qui pourraient servir à distinguer les prospecteurs véritables des autres?

M. Parsons: Je pourrais peut-être répondre à cette question en tant que fiscaliste, et demander ensuite à M. Ginn de vous parler dans l'optique de l'industrie minière.

D'après mon expérience dans le secteur minier depuis 1974, cela n'est pas véritablement un problème. Les dispositions de la loi de l'impôt sur le revenu en ce qui concerne les prospecteurs est assez précise. Il y a déjà la jurisprudence qui fait que Revenu Canada et l'industrie s'entendent passablement bien sur la définition de prospecteur.

S'il s'avérait que la loi n'était pas assez rigoureuse, je pense qu'il serait relativement aisé de remédier à la situation. Il suffirait par exemple d'instituer un critère d'entreprise principale; c'est-à-dire que le contribuable, pour être admissible, va faire de la prospection son entreprise principale. C'est ce que la loi prévoit dans le secteur de l'agriculture. Elle prévoit un critère concernant l'entreprise principale. Alors, je ne crois pas que cela pose véritablement un problème.

M. Gervais: Avez-vous des chiffres sur le nombre d'emplois qui pourraient être en cause dans le domaine de la prospection et de la mise en valeur des mines au Canada? À peu près.

M. Ginn: Nous avons abordé la question de l'effet du financement des actions accréditives sur la création d'emplois. Nous avons distribué dernièrement un questionnaire aux membres de l'association, et comme pour l'annexe de M. Parsons, nous n'avons pas encore vraiment eu le temps de bien analyser les résultats.

L'Association des prospecteurs du Québec a une étude un peu moins récente qui a été faite grâce à l'appui financier de notre association et du gouvernement du

[Text]

and they came up with enormous numbers. They found that 66,600 man-years of employment had been created by flow-through share funded work in Quebec since the inception of the program in 1983. I might go the next step and say that if they normalized, if they concluded or took into account how much work would have been done during that period... I might say that this is not only current work but also work related to production, tailored to the size of the deposits which had actually reached the feasibility stage. Some of this work is projected to last until 1996, so we are not going to squeeze all those jobs or man-years into just the last few years. It is present and reliably projected.

Mr. Gervais: That is just Quebec.

Dr. Ginn: That is just Quebec. So that gives an order of magnitude of the impact. Now to be fair, I think we should back out the amount of activity—and proportionately, perhaps, the success if we assume it to be in direct relationship—that would have gone on using what we call hard dollars or non-flow-through dollars. Normalizing it, the net benefit as a result of flow-through shares was 50,000 person-years to the best of the ability to calculate it; so we are backing out about 16,500, roughly.

• 1100

Mr. Gervais: These are very impressive figures.

Dr. Ginn: Very impressive figures.

Mr. Gervais: Dr. Ginn, I suppose you would have to agree that these jobs have been or will be created in depressed areas of the country.

Dr. Ginn: Oh, indeed.

Mr. Gervais: None of that goes on in downtown Toronto or Montreal.

Dr. Ginn: A few more brokers at work, perhaps.

Mr. Gervais: It will be in those very areas, Madam Chairman, where we are experiencing a great problem with unemployment. That is the point I was trying to make.

Getting back to the flow-through mechanism of taxation, we have had three associations testify before us since 6 p.m. last night, prior to your coming in. Each one of them is in the energy industry, and all three associations touched on flow-through shares and expressed concern. The first two at least—I do not think we got into that area with the last one—felt that if the Income Tax Act was changed so the shares were deemed to be at par or cost, that would do the job for them. I understand from what you are saying that the system needs more than that. Am I correct? They felt that if they could count the shares at cost rather than the deemed value, that is all the system needs.

Mr. Parsons: That may be the case. Our view, and I think the correct view, is that these two matters are unrelated; the fact that the tax base of a flow-through

[Translation]

Québec, et les chiffres qu'elle révèle sont énormes. 66,600 années-personnes d'emploi auraient été créées au Québec sous le régime des actions accréditives depuis la création du programme en 1983. Je dirais même que si les données ont été normalisées, si l'on a calculé ou pris en considération combien il y aurait eu de travail durant cette période... En fait, il ne s'agit pas seulement de travail aujourd'hui, mais aussi de travail lié à la production; c'est-à-dire lié à la taille des gisements qui en sont au stade de la production. Il y a une partie du travail qui s'échelonne jusqu'en 1996; ce qui veut dire que tous ces emplois ou toutes ces années-personnes ne sont pas comprimés uniquement dans les dernières années. Ce sont des chiffres réels et des prévisions fiables.

M. Gervais: C'est seulement pour le Québec.

M. Ginn: Seulement pour le Québec, oui. Cela vous donne une idée de la portée de cette mesure. Pour être juste, il faudrait soustraire la partie de cette activité qui aurait été financée par des investissements autres que des actions accréditives. Si on fait ce rajustement, d'après nos calculs le bénéfice net attribuable aux actions accréditives était de 50,000 années-personnes; nous en soustrayons donc environ 16,500.

M. Gervais: Ce sont des chiffres très impressionnants.

M. Ginn: Effectivement.

M. Gervais: Vous reconnaissez sans doute que ces emplois ont été créés ou seront créés dans des régions qui ont des difficultés économiques.

M. Ginn: Tout à fait.

M. Gervais: Il n'y a pas d'emploi pour le quartier des affaires de Toronto ou Montréal.

M. Ginn: Quelques courtiers de plus peut-être.

M. Gervais: Ce sera dans les régions, madame la présidente, où le chômage est un problème aigu. Je tenais à souligner cela.

Au sujet de l'imposition des actions accréditives, nous avons entendu trois associations à partir de 18 heures hier au soir. Elles étaient toutes du secteur énergétique et elles ont toutes exprimé des craintes au sujet des actions accréditives. Les deux premières—je ne crois pas avoir abordé le sujet avec la dernière—seraient satisfaites si la Loi de l'impôt sur le revenu accordait à ces actions la valeur au prix coûtant. D'après vos commentaires, cela ne paraît pas assez. Est-ce bien cela? Elles estimaient que le seul changement nécessaire était d'accorder aux actions la valeur au prix coûtant plutôt que la valeur réputée.

M. Parsons: C'est possible. Nous pensons, et avec raison je crois, que les deux questions ne sont pas liées; quel que soit le sort de la réforme fiscale, il faut corriger la

[Texte]

share is deemed to be nil is a provision that needs to be corrected regardless of what happens to tax reform. That stands on its own.

In all honesty, we have not paid attention to that in the past, because flow-through shares were working well regardless of that deficiency in the tax legislation. If MEDA is withdrawn under tax reform, then this deficiency in the tax legislation, with respect to the cost base of a share, rears its ugly head very clearly and makes it that much more urgent the technical deficiency be dealt with. Dealing with that deficiency in the legislation would certainly bring back flow-through shares from the dead, if you will. While withdrawal of MEDA might kill flow-through shares, the change to the tax base we are talking about would go a long way to reviving them.

The Chairman: Mr. Gervais, Mr. MacDougall is due in the House and he does have a question. Could we—

Mr. MacDougall: I get a little nervous when I see bells still ringing at 11.05 a.m. and quorum is not there yet.

Very briefly, my colleague, Aurèle, has touched on a point in regard to the other groups that have been before the committee. I am a firm believer, Dr. Ginn, that we have to have a united voice on this one. I think it is vital for all sectors that we be able to come with an approach that we can show to both the Finance Committee and the Minister of Finance, of the great concern and the great spin-offs to all the sectors that are out there. I am wondering if you or your president have had the opportunity to meet with the other groups.

Dr. Ginn: That is a very good point, Mr. MacDougall, and one that concerns us. Part of the whole exploration fraternity is individualism to some degree, and we have to stop going our separate ways in matters as important and vital as this. Time is also our enemy. This is a very busy season for everybody, and since June we have all been very involved in business and other matters.

We did make an effort to have a united voice at the mines ministers' conference. That was the first time, and quite an improvement in the mines Minister's presentation was that we did channel, funnel, digest and have some interaction among ourselves before we spoke to the ministers. I think we and the ministers both benefited from that.

On matters such as this, we really have to tighten up our communications system and have more responsive interaction. We are working in that direction, but I have to say we have not communicated with Quebec and with Nova Scotia and with B.C. and Yukon Chamber of Mines to the degree we should have. We are working in that direction.

[Traduction]

pratique fiscale qui consiste à donner une valeur nulle à l'action accréditive. Cela va de soi.

A vrai dire, nous ne nous en sommes pas inquiétés dans le passé parce que le mécanisme des actions accréditives fonctionnait bien malgré ce défaut de la loi fiscale. Si la réforme fiscale supprime la déduction maximale pour épuisement, alors ce défaut de la loi concernant le coût d'une action présente un danger évident et il devient encore plus urgent de réparer ce défaut technique. Cela permettrait certainement de ressusciter les actions accréditives, pour ainsi dire. Même si la suppression de l'allocation maximale pour épuisement porte un coup mortel aux actions accréditives, cette modification que nous proposons pourra les faire revivre.

La présidente: Monsieur Gervais, M. MacDougall doit assister à la Chambre et il voudrait poser une question. Pourrions-nous. . .

M. MacDougall: Je deviens un peu nerveux quand la sonnerie continue à 11h05 et qu'il n'y a toujours pas le quorum.

Très brièvement, mon collègue, Aurèle, a parlé des autres groupes que nous avons entendus. Je suis persuadé, M. Ginn, que vous devons parler d'une seule voix sur cette question. Je pense qu'il est essentiel pour tous les secteurs de s'entendre pour convaincre le Comité des finances et le ministre des Finances de toutes les retombées économiques qui sont en jeu ici. Est-ce que vous ou votre président avez-vous eu l'occasion de rencontrer les autres groupes?

M. Ginn: Effectivement, c'est important pour nous, monsieur MacDougall. Jusqu'à un certain point les prospecteurs sont une fraternité d'individualistes, mais sur des questions aussi importantes que celles-ci, nous ne pouvons plus suivre chacun notre chemin séparément. Le temps nous presse aussi. C'est une saison très active pour tout le monde et depuis janvier les affaires et d'autres questions nous retiennent.

Nous avons fait l'effort de présenter un front commun à la conférence des ministres des Mines. C'était la première fois, et c'était une nette amélioration que de nous consulter avant de parler au ministre. Cela a été profitable pour nous et les ministres.

Pour des questions aussi importantes, nous devons resserrer nos liens de communications et nous concerter davantage. Nous travaillons dans ce sens mais je dois avouer que nous n'avons pas communiqué avec le Québec et la Nouvelle-Écosse et la Colombie-Britannique et la Chambre des mines du Yukon autant que nous aurions dû. Nous essayons de nous améliorer.

[Text]

This brief is ours. We draw on data generated by others. Each one of the studies we are undertaking as a basis for forming a responsible position seems to be an ongoing thing and when they are completed we will compare notes with other associations. We are really giving you a progress report here and I hope that before legislation is enacted we will have one more opportunity, or several hopefully, to make representations with exactly the kind of database you are recommending.

Mr. MacDougall: Dr. Ginn, I have two great concerns with that. The clock is ticking and I am afraid it is ticking very quickly for us. I would love to see whether it could be possible or not, the oil and gas industry meeting with you and the other groups. My own gut feeling on it is that we have two months, we may have four months. Personally, having been involved in the industry for many years before being elected, I think if we do not have a united voice and if we are not able to put across a united message, we have a problem. No matter what way we look at it, the bricks and mortar kind of control the country and the resource sectors or the smaller sectors of the country always seem to have a hard time being recognized.

I would like to urge, if at all possible, that your prospectors, developers, the oil and gas industry and whoever else gets together to try to come up with a strong united voice. I think it is one that will carry much more weight than each one of us trying to beat our own drum and do what we think is right. In the long run, maybe we all could lose on it.

Dr. Ginn: Thank you for that counsel. I appreciate it.

Mr. MacDougall: The other part I have a great concern about, and I think you had noted it earlier, was in regard to lands that had been set aside in connection with native rights or injunctions. But I think we have one greater than that we have to be worried about also, that is the environmentalists. I can relate to that right now within my own district in respect of a wilderness park in Temagami. I think it is another side that the prospectors and developers have to be very concerned about. We have the problem of the land set aside for native people, but we now also have the problem within the country and internationally where we are being dictated to in regard to what can happen.

I do not know whether you have had the chance to see the proposal of the wilderness park, but unless you can hike you are not going to get into it. You are not going to be able to have mining, forestry, or any other types of activities in those. I think that is one of the other areas we also have to be very concerned about.

Dr. Ginn: We are aware of that and quite concerned. We saw this sort of thing happening in the United States about 20 years ago, in which case you could not even go in by mule train or pack horse; we had to walk. We could not take a trail bike or fly in by helicopter, so this rendered inaccessible large areas of very highly prospective ground. The interesting thing was that after 20

[Translation]

Il s'agit de notre propre mémoire. Nous utilisons des données établies par d'autres. Nous faisons des études en vue d'adopter une position responsable et une fois ces études terminées, nous allons faire des comparaisons avec d'autres associations. Pour le moment, ce que nous faisons ici c'est plutôt un rapport sur l'état d'avancement des travaux et j'espère qu'avant l'adoption d'une loi nous aurons encore une ou plusieurs possibilités de vous faire des observations fondées justement sur le genre de données que vous recommandez.

M. MacDougall: Monsieur Ginn, j'ai deux craintes à ce sujet. Le temps nous presse et malheureusement nous devons agir rapidement. Je serais ravi d'avoir une autre réunion avec les représentants du secteur pétrolier et gazier et les autres groupes. Mon sentiment personnel c'est qu'il nous reste deux mois, peut-être quatre mois. Pour ma part, ayant travaillé de nombreuses années dans l'industrie avant d'être élu, je pense que nous aurons des difficultés si nous n'arrivons pas à nous concerter et parler d'une seule voix. Au fond, c'est la grosse industrie qui semble contrôler le pays et le secteur des ressources à du mal à ce faire reconnaître.

Je vous encourage fortement de faire front commun avec les prospecteurs, les promoteurs, les représentants de l'industrie du gaz et du pétrole et les autres intéressés. Ainsi vos positions auront beaucoup plus de poids que les démarches individuelles. À terme, nous risquons tous de perdre.

M. Ginn: Je vous remercie de ce bon conseil.

M. MacDougall: Mon autre appréhension concerne les terres réservées à cause des revendications territoriales des autochtones. Mais je pense qu'il y a aussi un souci plus grand, c'est-à-dire les écologistes. Le problème se pose déjà dans ma région dans le cas du parc naturel à Temagami. C'est encore une chose dont les prospecteurs et les promoteurs doivent s'inquiéter. Nous avons le problème des terrains réservés aux autochtones et maintenant il y a aussi la possibilité de règles imposées à cause de pressions nationales ou internationales.

Je ne sais pas si vous êtes au courant du parc naturel qui a été proposé mais la seule façon d'y entrer, ce sera en faisant une randonnée à pied. On aura pas le droit d'y implanter des exploitations minières, sylvicoles ou autres. C'est un sujet de préoccupation pour nous.

M. Ginn: Effectivement, cela nous préoccupe beaucoup. Le même phénomène s'est produit aux États-Unis il y a une vingtaine d'années, à l'époque il était interdit d'entrer dans ces endroits même avec des équipages muletiers ou avec des chevaux de charge; il fallait s'y rendre à pied. Les motos tout terrain et les hélicoptères étant aussi interdits, nous ne pouvions pas

[Texte]

years those wilderness parks are truly wilderness, nobody goes in because they really cannot get in. So we have put into fallow—worse than fallow, into total disuse and inaccessibility—large portions of our country, of the United States in that case, and this is a risk we face.

The Chairman: Have you seen the amendments on Bill C-30?

Mr. MacDougall: Yes.

The Chairman: Perhaps I could talk to you later.

Mr. MacDougall: Okay. I have one last remark. I know my colleague Aurèle and I, coming from northern Ontario, know what the impact of flow-through shares is. I can say we certainly will be there to do whatever we can to help you. What time tonight do you appear before the Finance Committee?

Dr. Ginn: At 8 p.m.

Mr. MacDougall: I am certainly going to try to be there, because there are a few members on that who I think have to recognize that regions other than the cement, brick, and mortar ones have greater concerns, that the spin-off keeps the bricks and mortar going. Again, thank you for being before us.

Dr. Ginn: Thank you, Mr. MacDougall.

The Chairman: John, I also think that perhaps some of our colleagues do not understand the extraction business and the high capital and the risk-intensive industries that they are. It is up to you and I, Aurèle and Bob, to educate them. Thank you very much, Mr. MacDougall.

• 1110

Mr. Porter: On your case for amending section 66.3, I think it is an excellent presentation. Why do you not have another column with the projection at 75%? If in fact tax reform goes through as is being suggested, that is what we are going to have to live with. I was wondering during your presentation tonight whether perhaps that would not have a little more impact.

Mr. Parsons: Are you referring to the rate at which capital gains have to be included?

Mr. Porter: That is right.

Mr. Parsons: I believe the middle column does reflect that. The \$19 is actually 50% of 75%.

Mr. Porter: I am sorry. I thought when you mentioned the 50% you were still using the—

Mr. Parsons: No, sorry. I might have misled you there.

Mr. Porter: On another area, my background is primarily agriculture. I am from Alberta. So I do not pretend to be familiar with the mining situation.

[Traduction]

avoir accès à des terres pouvant être très intéressantes pour la prospection. Chose curieuse, après 20 ans ces parcs naturels qu'on décrit comme sauvages sont de véritables régions sauvages, personne n'y va étant donné la difficulté d'accès. Ainsi, on laisse inexploitées, encore pire, totalement inaccessible, de vastes étendues des États-Unis et c'est un risque auquel nous faisons face aussi.

La présidente: Avez-vous les amendements proposés au projet de loi C-30?

M. MacDougall: Oui.

La présidente: Je pourrais peut-être vous parler tout à l'heure.

M. MacDougall: Très bien. J'ai une dernière remarque. Mon collègue Aurèle et moi, venons du nord de l'Ontario, connaissons l'impact du mécanisme de financement que sont les actions accréditives. Nous comptons certainement faire tout notre possible pour vous aider. À quelle heure comparez-vous devant le comité des Finances?

M. Ginn: À 20 heures.

M. MacDougall: Je vais essayer d'y être, il y a quelques membres de ce Comité qui doivent comprendre les problèmes des régions qui ne sont pas hautement industrialisées et que c'est grâce à ces régions que l'industrie peut continuer à prospérer. Je vous remercie encore une fois d'être venus.

M. Ginn: Merci, monsieur MacDougall.

La présidente: John, je pense aussi que certains de nos collègues ne comprennent peut-être pas le secteur de l'extraction et ses exigences très importantes en capital avec tous les risques que cela entraîne. Il nous appartient à vous et à moi, à Aurèle et Bob, de les sensibiliser. Je vous remercie beaucoup, monsieur MacDougall.

M. Porter: Je pense que vous présentez de très bons arguments pour l'amendement de l'article 66.3. Pourquoi n'avez-vous pas une autre colonne avec les projections au taux de 75 p. 100? Si les propositions actuelles en matière de réforme fiscale sont adoptées, c'est le régime auquel on devra s'adapter. Cet exemple aurait sans doute frappé encore plus si vous l'aviez mentionné pendant votre exposé.

M. Parsons: Parlez-vous du taux prévu pour les gains en capital?

M. Porter: C'est ça.

M. Parsons: Je pense que ce taux est reflété dans la colonne du milieu. Les 19\$ constituent 50 p. 100 des 75 p. 100.

M. Porter: Excusez-moi. Quand vous parliez de 50 p. 100, je pensais que vous utilisiez toujours. . .

M. Parsons: Non. Je vous ai peut-être induit en erreur.

M. Porter: J'ai surtout l'expérience du milieu agricole. Je suis de l'Alberta. Je ne prétends pas connaître la situation de l'industrie minière. Mais je sais quel a été

[Text]

However, I do know the impact the \$500,000 capital gains exemption had on agriculture. At the time of that announcement, did it have a direct impact on prospector activity? Did it encourage further activity in the field... knowing that in time there would be that potential at the end for the exemption? Certainly we could see it in agriculture. There were changes. A lot of land had been tied up. People who had worked all their lives to develop something usually carried a debt load. By the time they sold out, straightened out their debt, and paid the capital gains, there was nothing left. As a consequence, a lot of it just sat there, not being able to be sold. It hurt those trying to get out as well as those trying to get in. I know the implications it had there for agriculture. I guess one of the reasons it is there is there was such a strong lobby from that group to try to get it there and also to maintain it. I am wondering if it was relevant in your industry as well.

Mr. Parsons: To be frank, I do not think this matter dampens the exuberance of the prospector. The prospector, while he hopes there is a pot of gold at the end of the rainbow, loves his work.

In dollars and cents, what we are talking about here as far as the \$500,000 capital gains exemption being available to the prospector is concerned, is probably, relatively speaking, isolated instances. What we are looking at here is the prospector who makes it big; the prospector who does manage to find a group of claims that can be sold at a profit. And that does not happen all that often. But when the prospector does find a property that can be sold at a profit, he wonders why he is not eligible for the capital gains exemption when he sells that property, whereas other businessmen are eligible for the capital gains exemption. It is more a case, I think, of inequitable treatment than of an impediment or a deterrent to carrying on his business.

• 1115

Dr. Ginn: Could I add one postscript to that. Of course, the next extension of that logic is to go into lotteries and say, why then is the gambler who buys a lottery ticket eligible for no tax when the bona fide prospector, who has shed his perspiration and so on, is taxed. This is the ultimate comparison in equity.

The Chairman: I still draw the comparison to small business and agriculture.

Dr. Ginn: Indeed. That is legitimate.

Mr. Porter: Just briefly in one other area, in the native rights claims, I am sure environment is involved as well. Is there any headway being made in that area? You painted a pretty bleak picture of some of those areas that have been inaccessible for exploration. Do you see any changes coming down in that?

Dr. Ginn: I guess the one I am most aware of is the Bear Island caution in Temagami, where there are, I believe, 126 townships and each township is 36 square

[Translation]

l'impact sur l'agriculture de l'exemption de 500,000\$ pour gains en capital. L'annonce de cette mesure a-t-elle eu des répercussions sur l'activité de prospection? A-t-elle encouragé davantage d'activités étant donné la fin éventuelle de l'exemption? Il y a eu un effet très certain dans l'agriculture. Il y a eu des changements. Beaucoup de terres sont restées immobilisées. Les gens qui consacrent toute leur vie à la mise en valeur d'un actif sont généralement endettés. Une fois vendus leurs biens, réglées leurs dettes et payé l'impôt sur les gains en capital, il ne leur restait rien. Par conséquent, beaucoup de gens dans cette situation ont décidé de ne rien faire, puisqu'ils ne pouvaient pas vendre. Cela a nui autant aux vendeurs qu'aux acheteurs. Je connais donc les résultats pour le milieu agricole. L'une des raisons de cette mesure, c'est sans doute les fortes pressions exercées par certains groupes. Y a-t-il eu des retombées aussi dans votre industrie?

M. Parsons: Pour vous répondre franchement, je ne pense pas que cette mesure décourage l'enthousiasme des prospecteurs. Même s'il espère que ses efforts seront récompensés un jour par la découverte de l'or, le prospecteur aime beaucoup son travail.

Il y a relativement peu de chance qu'un prospecteur puisse se prévaloir de cette exemption de 500,000\$ pour les gains en capital. Si cela se passe, c'est un prospecteur qui fait une grosse découverte, qui trouve des concessions minières qui peuvent être vendues à profit. Cela n'arrive pas très souvent. Mais lorsque le prospecteur trouve une propriété qui peut être vendue à profit, il se demande pourquoi il n'a pas droit à l'exemption pour gains en capital quand il vend la propriété, contrairement aux autres hommes d'affaires. C'est donc une question d'inégalité de traitement plutôt qu'une entrave à son activité.

M. Ginn: Permettez-moi d'ajouter quelque chose. Si ce raisonnement est poussé jusqu'à sa conclusion logique, on peut demander pourquoi le joueur qui achète des billets de loterie n'est pas imposé quand il gagne le gros lot contrairement au prospecteur qui gagne son argent à la sueur de son front. Voilà une inégalité de traitement.

La présidente: Personnellement je préfère la comparaison avec la petite entreprise et l'agriculture.

M. Ginn: Effectivement, elle est valable.

M. Porter: Je voudrais évoquer brièvement un autre domaine, les revendications territoriales des autochtones, et je suppose qu'il y entre aussi des considérations écologiques. Faites-vous des progrès dans ce domaine? Vous avez été assez pessimiste au sujet des régions qui sont inaccessibles pour la prospection. Prévoyez-vous des changements?

M. Ginn: L'exemple que je connais le mieux, c'est Bear Island à Temagami où on trouve, je pense, 126 cantons, chacun étant de 36,000 carrés. C'est un énorme territoire

[Texte]

miles. That is a huge area that has been withdrawn since the mid-1970s, or in fact since 1973, and we have had this whole boom cycle of mining exploration in the last three or four years. And we have also had the geological theorists, government geologists in particular, identify that this area could host Witwatersrand-type gold deposits. It is a high-risk situation to look for that sort of thing. South Africa is the world's greatest gold producer; we have an analogous situation there that cries to be explored, yet we are not able to get into that area.

To answer your question, there is no apparent resolution of that. It is tied up in the courts. The band number is 300. The matter was thrown out by the Ontario courts, and they have appealed it. It has gone on this long without any resolution. It is very much to the detriment of the economy of that area. And if Mr. MacDougall were here, I am sure he would speak strongly about that. We just suggest that there is an alternative way. An end-run around the problem would seem to be the answer.

Mr. Porter: Thank you very much, Dr. Ginn, Mr. Parsons. Thank you, Madam Chairman.

Mr. Gervais: I would like to go back to John's statement of trying to speak with a unified voice. That is the reason I mentioned that three other associations had come before us. On matters of flow-through shares, of course there are other areas of concern that have to be dealt with independently based on their presentation, and I am sure from yours as well.

On the matter of flow-through, I would like to reiterate what John has said, that it would be very, very advisable to try to get together. You probably cannot get together with these people, or maybe you can, before you go before the Finance Committee, but I think it would be a wise thing to try, because their flow-through shares in the energy industry are very similar in concept. Flow-throughs are flow-throughs. So I think if you people go with a bunch of demands and they go with other demands, it might be confusing. I think it is very important that you go with the same requests.

Getting back to jobs, I think it is good for you to say that under the white paper the flow-through shares would be unattractive for investors. That is good; they would not be. But the key to the thing is that due to their unattractiveness they will not invest and then there is the loss of jobs or the detriment to the industry.

I think jobs are probably what we are concerned with mostly. We ran, as you know, Madam Chairman, on a plank of "jobs, jobs, and more jobs". And in the last Speech from the Throne, the Prime Minister addressed regional disparity very, very extensively. And again we have to let people know that these jobs are in areas of regional disparity. We have to let them know about its spin-off effects, Dr. Ginn: about the motels picking up and the grocery stores and the hardware stores selling to

[Traduction]

qu'on n'a pas pu explorer depuis le milieu des années 70, pour être exact depuis 1973 malgré la grande activité de l'exploration minière depuis trois ou quatre ans. Certains théoriciens géologues, notamment des géologues qui travaillent pour le gouvernement, disent que cette région pourrait contenir des gisements d'or comparables à ceux qu'on trouve à Witwatersrand. Ce genre d'exploration comporte un groupe d'éléments de risques. L'Afrique du sud est le plus gros producteur mondial d'or; on parle de gisements comparables ici au Canada et pourtant, nous ne pouvons pas entrer dans cette région faire des explorations.

Pour répondre à votre question, je ne vois pas venir de solution. L'affaire traîne devant les tribunaux. Il s'agit de la bande numéro 300. L'affaire a été déboutée par les Cours en Ontario mais il y a eu appel. Elle a traînée tout ce temps sans être résolue. Toute l'économie de la région en souffre. Si M. MacDougall était ici, il pourrait vous en dire quelque chose. Nous pensons qu'il doit y avoir une autre façon de procéder.

M. Porter: Merci, monsieur Ginn, monsieur Parsons. Merci, madame la présidente.

M. Gervais: Je m'aimerais revenir à la remarque de John quand il a parlé de la nécessité de faire front commun. Je le mentionne parce qu'il y a trois autres associations qui sont venues devant le Comité. Évidemment, elles avaient des questions particulières à soulever dans leur exposé, comme c'était le cas pour vous aussi.

Au sujet des actions accréditives, j'aimerais répéter le conseil de John, en vous encourageant à vous concerter. Je ne sais pas si vous aurez le temps de rencontrer ces associations avant votre comparution devant le Comité des finances, mais je pense que cela vaut l'effort parce que les actions accréditives jouent essentiellement le même rôle dans l'industrie énergétique. C'est le même mode de financement. Cela pourrait créer la confusion si vous vous présentez avec une série de revendications, et que les autres font des recommandations différentes. À mon avis, il est très important de présenter les mêmes revendications.

Quant aux emplois, vous faites bien de signaler que la position du Livre blanc sur les actions accréditives ne serait guère intéressantes pour les investisseurs. Vous avez raison de le dire. Étant donné le peu d'intérêt présenté par ces actions, il n'y aurait pas d'investissements, ce qui entraîne une perte d'emploi et un préjudice pour l'industrie.

Je pense que notre principal souci ce sont les emplois. Notre plate-forme électorale, comme vous vous rappelez, madame la présidente, c'était: «des emplois, des emplois et encore des emplois». Et lors de son dernier discours du Trône, le premier ministre a beaucoup insisté sur la disparité régionale. Il faut souligner que ces emplois se trouvent dans des régions défavorisées. Il faut aussi mentionner les retombées sur les motels, par exemple, et les fournisseurs des prospecteurs. Ça vaut la peine

[Text]

these prospectors. I think these are the points we have to make, and these are the points that are understood more clearly than saying that a certain piece of legislation will make certain investment unattractive. They will say they can invest somewhere else, but the unattractiveness of that investment in a certain sphere is what creates jobs where we want them. I think we should zero in on that area.

• 1120

The Chairman: Thank you, Mr. Gervais. I also want to echo what my colleague said about the other associations that have been here. It comes down to regional disparity and national reconciliation. It is very job-creative, but it is also very rewarding for the country. I think the extracting industry is so totally different from manufacturing. We feel we have a little more education to do than some of our colleagues.

On behalf of the committee I want to thank you, Dr. Ginn and Mr. Parsons. We wish you all the best before the Finance Committee.

The meeting is now adjourned.

[Translation]

d'insister sur ces résultats concrets, on comprendra plus facilement les répercussions que si on dit que telle ou telle mesure législative va décourager l'investissement. Ils répondront que les investisseurs pourront toujours mettre leur argent ailleurs mais dans le cas qui nous intéresse, c'est justement grâce à ces investissements particuliers que nous avons les emplois où nous les voulons. Il faut insister sur cet aspect.

La présidente: Merci, monsieur Gervais. Je fait mienne l'observation faite par mon collègue sur les autres associations qui ont comparu. Au fond cela revient à une question de disparité régionale et la réconciliation régionale. C'est un secteur qui crée beaucoup d'emplois et une grande richesse pour le pays. Les industries de l'extraction sont très différentes de la fabrication. Nous avons encore un travail de sensibilisation à faire auprès de nos collègues.

Au nom du Comité je voudrais vous remercier monsieur Ginn et monsieur Parsons. Nous vous souhaitons bonne chance auprès du comité des Finances.

La séance est maintenant levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From the Canadian Petroleum Association:

W.A. (Bill) Gatenby, Chairman;
Hans Maciej, Vice-President;
Larry Fisher, Chairman, Economics Committee;

Mike Ratuski, Manager, Economics Committee.

From the Prospectors and Developers Association of Canada:

Dr. Robert M. Ginn, Vice-President;
Robert Parsons, Chairman, Finance Committee.

TÉMOINS

De l'Association pétrolière du Canada:

W.A. (Bill) Gatenby, président;
Hans Maciej, vice-président;
Larry Fisher, président, Comité des affaires économiques;
Mike Ratuski, gérant, Comité des affaires économiques.

De l'Association canadienne des prospecteurs et promoteurs:

Robert M. Ginn, vice-président;
Robert Parsons, président, Comité des finances.



OIL

SCARCITY OR SECURITY?

Barbara Sparrow, M.P.

Chairman

September 1987

Eighth Report

Standing Committee on

Energy, Mines and Resources

Issue No. 28

Fascicule n° 28

Tuesday, September 29, 1987

Le mardi 29 septembre 1987

Chairman: Barbara Sparrow

Président: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence
of the Standing Committee on*

*Procès-verbaux et témoignages du
Comité permanent*

ENERGY, MINES AND RESOURCES

DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

RESPECTING:

Pursuant to Standing Order 96(2),
matters relating to the Department of
Energy, Mines and Resources,
specifically Canada's oil reserves and
resources.

CONCERNANT:

Conformément à l'article 96(2) du
Règlement, questions relatives au
Ministère de l'Énergie, des Mines et des
Ressources, spécialement sur les réserves
et ressources pétrolières du Canada.

INCLUDING:

The Eighth Report to the House

Y COMPRIS:

Le huitième rapport à la Chambre

STANDING COMMITTEE ON ENERGY,
MINES AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

MEMBERS

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DE
MINES ET DES RESSOURCES

Président: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

MEMBRES

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neil
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage



HOUSE OF COMMONS
CHAMBRE DES COMMUNES
CANADA
K1A 0A6

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources has the honour to present its

EIGHTH REPORT

Pursuant to Standing Order 96(2), the Standing Committee on Energy, Mines and Resources undertook a study of Canada's oil reserves and resources. After hearing evidence, the Committee has agreed to report to the House as follows.

**OIL
SCARCITY OR SECURITY?**

ABBREVIATIONS USED IN THIS REPORT

ANWR	Arctic National Wildlife Refuge (Alaska)
API	American Petroleum Institute
CHIP	Canadian Home Insulation Program
COSP	Canada Oil Substitution Program
CPA	Canadian Petroleum Association
CNG	compressed natural gas
CPEs	centrally planned economies (Communist countries)
DOE	Department of Energy (United States)
EMR	Energy, Mines and Resources
EOR	enhanced oil recovery
ERCB	Energy Resources Conservation Board (Alberta)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (United States)
GSC	Geological Survey of Canada
IEA	International Energy Agency
IPL	Interprovincial Pipe Line
LDCs	less developed countries
LPG	liquefied petroleum gases
NEB	National Energy Board
NEP	National Energy Program
NGL	natural gas liquids
NPC	National Petroleum Council (United States)
OAPEC	Organization of Arab Petroleum Exporting Countries
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
R,D&D	research, development and demonstration
SPR	Strategic Petroleum Reserve (United States)
TAPS	Trans Alaska Pipeline System
UAE	United Arab Emirates
WTI	West Texas Intermediate (crude oil)

COUNTRY GROUPINGS USED IN THIS REPORT

Northern America: Canada and United States (excluding Puerto Rico).

Latin America: Mexico, the Caribbean (excluding Cuba), Central and South America.

Western Europe: European members of the OECD.

Middle East: Arabian Peninsula, Iran, Iraq, Israel, Jordan, Lebanon and Syria.

Western Hemisphere: North and South America, their islands and surrounding waters.

Eastern Hemisphere: Africa, Asia, Australia and Europe, their islands and surrounding waters.

Centrally Planned Economies (CPEs): Albania, Bulgaria, China, Cuba, Czechoslovakia, East Germany, Hungary, Kampuchea, Laos, Mongolia, North Korea, Poland, Romania, U.S.S.R., Vietnam and Yugoslavia.

Organization for Economic Co-operation and Development (OECD): Members of the European Economic Community – Belgium, Denmark, France, Greece, Ireland, Italy, Luxembourg, the Netherlands, United Kingdom and West Germany – plus Australia, Austria, Canada, Finland, Iceland, Japan, New Zealand, Norway, Portugal, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey and United States.

Less Developed Countries (LDCs): Non-Communist (including OPEC) countries outside of the OECD. This group includes the majority of the countries in Africa, Asia and Latin America.

Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC): Algeria, Ecuador, Gabon, Indonesia, Iran, Iraq, Kuwait, Libya, Nigeria, Qatar, Saudi Arabia, United Arab Emirates and Venezuela. (Neutral Zone output is shared equally by Saudi Arabia and Kuwait.)

Organization of Arab Petroleum Exporting Countries (OAPEC): Abu Dhabi, Algeria, Bahrain, Iraq, Kuwait, Libya, Qatar, Saudi Arabia, Syria and Tunisia. (Neutral Zone output is shared equally by Saudi Arabia and Kuwait.)

International Energy Agency (IEA): Australia, Austria, Belgium, Canada, Denmark, Greece, Ireland, Italy, Japan, Luxembourg, the Netherlands, New Zealand, Norway, Portugal, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, United Kingdom, United States and West Germany.

TABLE OF CONTENTS

FOREWORD	1
SUMMARY AND RECOMMENDATIONS	4
A NOTE ABOUT OIL	9
A GLOBAL PERSPECTIVE	16
A. International Patterns of Energy Supply and Demand	16
B. Development of the World Oil Industry	20
C. World Petroleum Resources and Reserves	29
D. World Oil Production, Consumption and Trade	36
E. Oil as a Strategic Commodity	40
F. The Role of the International Energy Agency	33
THE UNITED STATES: OIL PRODUCER IN DECLINE	52
A. U.S. Energy Supply and Demand	52
B. U.S. Oil Resources and Reserves	54
C. U.S. Oil Production and Consumption	58
D. Low Prices and Future Oil Availability	61
E. The Implications of Rising Imports	65
F. The Strategic Petroleum Reserve and Other Defences	68
CANADIAN OIL SUPPLY IN QUESTION	71
A. Energy Developments Since 1973	71
B. Canadian Energy Supply and Demand	73
C. Oil Resources, Reserves and Producibility	77

D. Canadian Oil Production and Consumption	82
E. Canada's Trade in Oil	87
F. Balancing Future Oil Supply and Demand	88
 STRATEGIC ENERGY PLANNING FOR CANADA'S FUTURE	 91
A. What Is Meant by Security of Oil Supply?	91
B. The Role of Government	91
1. A Strategic Petroleum Reserve	92
2. Options for Government Policy	93
3. The Government as Oil Broker	94
 APPENDIX A: TWO DISSENTING STATEMENTS	 95
 APPENDIX B: LIST OF WITNESSES	 98
 APPENDIX C: MEMBERS OF PARLIAMENT WHO PARTICIPATED IN THE COMMITTEE'S STUDY	 105
 APPENDIX D: ENERGY UNITS AND CONVERSION FACTORS	 106
 SELECTED REFERENCES	 110

FOREWORD

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources initiated this study of future oil availability in Canada to dispel the complacency brought about by global oil oversupply and depressed petroleum prices. Almost 60% of the world's reserves of conventional crude oil lie in the politically volatile Middle East, where the Iran-Iraq War is now engaging military forces of the major powers. More than 330 attacks by Iraq and Iran on merchant shipping in the Persian Gulf have led to the convergence of American, French, British and Soviet naval forces in the region. The possibility of an expanded military confrontation in the Gulf poses a growing threat to international oil trade. Of potentially greater consequence is the continuing attempt by Iran to intimidate and destabilize moderate Arab regimes in the Gulf.

This report considers Canada's future availability of domestic light crude oil and the likelihood of a re-emerging dependence on foreign supplies of petroleum. Canada holds less than 1% of the world's proved reserves of conventional crude oil and, for most of the postwar period, has been a net importer of oil. The Committee therefore opens its report with a broad look at world patterns of oil availability and use. Thereafter the study focusses on oil supply and demand in the United States, our principal trading partner in energy, and then on the situation in Canada. In the concluding section, the report discusses the notion of "security of oil supply" and considers, in the context of long-term energy planning, policy options available to the federal government.

The Committee presents 12 recommendations arising from its study. These recommendations are included in the Summary which follows on page 4. The report also contains information which should help Canadians become better informed about domestic and international energy affairs.

The adequacy of Canada's future oil supply cannot be discussed in isolation from other aspects of our domestic energy system. In particular, energy conservation and the potential for substituting other energy forms for oil bear on the future oil supply/demand balance. Therefore the Committee's remarks encompass some of these related matters. The central role of the provincial governments in determining the character of Canadian energy development must also be acknowledged.

The testimony received by the Committee has revealed wide divergence of opinion on what role, if any, the Government of Canada should play in influencing the evolution of Canada's energy system and the petroleum sector in particular. We have revisited a continuing debate: is oil just a commodity traded like any other, or has it a strategic dimension which compels the attention of government?

Most members of this Committee are disposed to advocate minimal intervention by government in the economy. Nevertheless, the Committee is led by the evidence to conclude that oil – indeed energy in general – is more than an economic commodity;

the federal government must maintain influence over the course of Canadian petroleum development. We do believe, however, that government should intervene sparingly and on the basis of long-term energy planning, not in the day-to-day workings of the energy marketplace.

Two premises are integral to this study. First, the petroleum industry must recognize that oil is a strategic commodity and hence government policy will continue to be directed at the energy sector. Second, government must acknowledge the high risk of exploiting a diminishing resource. The petroleum industry has the right to operate within a stable and predictable fiscal regime.

The Committee had to address several practical problems in preparing this report. There is an abundance of confusing terminology and systems of measurement in the energy field. For example, oil statistics may be reported by volume (barrels or cubic metres), by weight (metric tons), or by energy content (joules or British thermal units). Most readers still seem more familiar with English units; thus we have chosen to present the data in barrels, cubic feet, etc. for ease of understanding. We acknowledge that the SI (Système International) scheme of measurement is more logical and ultimately better to work with; in most cases the SI equivalent is also presented. Common energy units, conversion factors and SI prefixes are gathered into Appendix C for ease of reference.

There are also problems of definition, as certain energy terms are not consistently used in the literature. Most of the definitions and concepts which the Committee has adopted are presented on pages 9 through 15 of the report. All monetary values are assumed to be in current Canadian dollars unless otherwise specified.

One final note on energy statistics: data from different sources are not always consistent. Sometimes the variance results from definitional differences. For example, one statistical compilation of "oil production" may include natural gas liquids with crude oil output whereas another may not; some sources report hydro-electric generation by the energy content of the electricity itself (that is, the electric energy is valued at 1 kilowatt-hour equals 3,412 British thermal units) while others report the equivalent energy content of the coal or oil that would be required to generate the same amount of electricity at a modern fossil-fueled power station (the electricity is valued at approximately 1 kWh equals 10,000 Btu). In other cases, sources disagree for unaccounted reasons.

The Committee has endeavoured to be consistent in its use of data which originate from a variety of sources. Where inconsistencies could not be resolved, the Committee has noted this.

Numerous individuals and organizations have assisted the Committee in this study. The names of the witnesses who testified before the Committee are presented in Appendix B. To those who provided additional documentation for our consideration the

Committee is also indebted and thanks in particular Joseph Riva Jr. of the Congressional Research Service in Washington, Frank Mink and other officials of the Energy Resources Conservation Board in Calgary, and officials of the Department of Energy, Mines and Resources in Ottawa.

The Committee also records its appreciation for the work of its staff: to its advisers Dean Clay and Lawrence Harris of Dean Clay Associates; to Ellen Savage, Clerk of the Committee; to Lise Tierney, manuscript typist; and to the Translation Bureau, Secretary of State.

SUMMARY AND RECOMMENDATIONS

The 1986 collapse in crude oil prices left its mark around the world. Demand for oil has increased in most countries as consumers respond to the lower cost of petroleum products. OPEC's 1986 revenue from crude oil exports fell to little more than half of its 1985 level. Spending on petroleum exploration and development is down, which means lower reserve additions in the future. This is especially the case in areas where the cost of finding and developing reserves is high, as in Canada's frontier regions, Alaska and the North Sea. Although Canada now enjoys an aggregate self-sufficiency in oil, we are a net importer of light gravity oils and our production of these will fall in coming years. Low oil prices will accelerate this decline.

The lighter petroleum fuels (light-medium crude oils and natural gas), which are more easily produced and processed, are found predominantly in the Eastern Hemisphere. The heavier, less easily produced and processed petroleum fuels (heavy oil, bitumen and shale oil) lie principally in the Western Hemisphere. An estimated 58% of the world's proved reserves of conventional crude oil is located in the Middle East, yet that region produced only 22% of the world's oil in 1986. The Western Hemisphere, with only 17% of conventional world reserves, produced 29% of the 55.9 million barrels/day lifted last year. This unbalanced output, measured against the share of reserves held, almost guarantees that the Middle East will eventually dominate the production of conventional crude oil once again. Over 90% of the world's current surplus capacity to produce oil – an excess capacity of roughly 10 million barrels/day – lies within OPEC, and most of that in turn is found in the Persian Gulf.

Outside the Middle East, the supply of conventional light oil will decline and oil-importing nations will turn increasingly to the Persian Gulf to satisfy their requirements. As control of petroleum markets reverts to the oil-rich Middle Eastern countries, they will be more able to manipulate price. Given the political instability in this part of the world, further disruptions in the international supply of oil are a possibility for which oil-importing nations should prepare.

Canada faces a shrinking availability of domestic conventional light crude oil but possesses large and technically recoverable resources of bitumen. This resource requires costly upgrading to yield the light petroleum products required by Canadian consumers. Canada also holds substantial quantities of conventional heavy oil and has established modest reserves of light oil in the East Coast offshore and the north. These oil deposits are not generally producible, however, at the reduced oil prices which we have recently experienced.

In the near term, Canada will be forced to import larger quantities of light crude oil. This will increase our vulnerability to any curtailment in offshore supplies. A mechanism is required to offset this rising dependence until longer-term changes can be made to rectify Canada's light oil supply/demand imbalance.

- 1. The Committee recommends that the federal government establish a government-owned strategic oil reserve, equal to 90 days of net light crude oil imports, with the cost of filling and maintaining the reserve to be recovered through a tax on oil products at the refinery level.**

A strategic oil stockpile provides some protection against short-term disruptions in the supply of imported oil, but it does not address the underlying issue of Canada's deteriorating availability of domestic light crude oil. To reduce the imbalance between domestic supply and demand, initiatives to increase the indigenous supply of light oil (or at least to minimize the rate of decline) and to restrain demand for petroleum products should be pursued simultaneously.

On the supply side, Canada has two options for augmenting the output of conventional light crude oil. One option is to develop conventional light crude reserves in Canada's frontier regions, such as those discovered at Amauligak in the Beaufort Sea and at Hibernia on the continental shelf offshore of Newfoundland. The other is to produce Canada's far more extensive deposits of bitumen and heavy oil and to upgrade these heavy hydrocarbons into usable light petroleum products. Actually, some combination of these two approaches will be pursued, but both have been held back because the price of oil fell too low in 1986 to support such high-cost projects, and the threat of widely fluctuating prices constitutes an unacceptable risk to many oil companies.

The Committee does not believe in subsidizing uneconomic oil development. Rising oil prices should provide the economic incentive for frontier and nonconventional oil development to proceed. A partial recovery in the price of oil – to US\$22 per barrel recently for West Texas Intermediate crude (WTI, the benchmark crude oil stream in North America) – has prompted the Canadian oil industry to resume several heavy oil projects deferred when the price fell as low as US\$10 per barrel in 1986. With regard to oil supply then, the federal government should direct its primary effort to creating a more stable fiscal environment for petroleum activity. The Committee makes the following recommendations to improve the domestic supply of light oil.

- 2. The Committee recommends that the federal government establish a stable corporate tax regime so that investment in domestic petroleum exploration and development will not be restricted due to uncertainty regarding government policy.**

The petroleum industry faces enough uncertainty in the international oil arena without having to contend with unpredictability in the domestic fiscal regime.

- 3. The Committee recommends that the federal and provincial governments, as owners of Canada's mineral rights, encourage petroleum development by keeping royalties low in the initial years of petroleum production.**

Frontier petroleum projects, nonconventional oil development and the enhanced recovery of conventional oil require large initial capital investments. Many

years may pass before that investment is recovered. Lower royalties in the early years of production would improve the pattern of cash flow, and allow some projects to proceed sooner than would otherwise be the case. We acknowledge that royalty issues lie principally within provincial jurisdiction and initiatives to influence the rate of petroleum development, apart from Canada Lands, are foremost a matter of provincial control.

Facilitating petroleum development by removing administrative lags is an important task for government. Establishing a pipeline right-of-way is frequently a time-consuming and contentious process, as the United States discovered in building the Trans Alaska Pipeline System (TAPS). In the north, where there is particular concern about the environmental impact of petroleum development, we believe that route selection should proceed in advance of the need, to allow resolution of the issues that interested parties will raise.

- 4. The Committee recommends that the federal government complete the planning for a transportation corridor along the Mackenzie Valley in anticipation of pipeline construction and to provide a surface transportation link with the Mackenzie Delta, taking into account native land claims and environmental impact.**
- 5. The Committee recommends that the federal government plan a transportation corridor from the Mackenzie Valley to the Alaska border in anticipation that an oil and/or natural gas pipeline may be required to transport Alaska's petroleum production overland, subject to native and environmental concerns being resolved satisfactorily.**

It is in Canada's interest that reserves of light crude oil in the non-OPEC world be maximized. More oil would thereby be available to importing countries in the event of another embargo or other disruption in OPEC supply. It is particularly important that the United States solve its worsening oil supply problem, given its central position in the world economy and its pivotal role in Western security.

- 6. The Committee recommends that the federal government encourage the United States to explore for and develop petroleum resources in Alaska's Arctic National Wildlife Refuge, provided that environmental and aboriginal concerns can be satisfactorily resolved.**
- 7. The Committee recommends that the role of Canada's foreign assistance agencies be continued in promoting the exploration for and development of conventional petroleum resources in developing regions of the world and especially in the Western Hemisphere.**

A higher level of exploration and development activity will lead to a larger fraction of the Western Hemisphere's light crude oil resources being discovered and used. Also, it is in the developing world where future rates of growth in the demand for oil will be greatest. If the petroleum potential of oil-importing developing countries can

be better exploited, the international supply situation will be improved and foreign debt problems afflicting many of these nations may be diminished. As well, Canada's oil service industry benefits when new markets develop for its expertise and equipment.

Better extraction and processing technology can lower the cost of oil production while promoting more efficient exploitation of our petroleum resources.

- 8. The Committee recommends that the federal government increase its financial support for research, development and demonstration directed to increasing the domestic supply of oil, with particular emphasis on the extraction and upgrading of bitumen and heavy oil and on frontier petroleum development, but also including conventional light oil development through such means as enhanced oil recovery.**

The other side of the light oil supply/demand imbalance is policy to reduce the demand for oil. As the use of oil has declined in Canada for purposes such as space heating and electrical generation, the transportation sector has assumed more importance as the core user of petroleum products. Any policy to decrease demand must address the fact that more than 60% of Canada's end-use requirement for oil now arises in the transportation sector and 80% of that amount in turn is consumed in road transport; the principal need is to reduce the consumption of motor vehicle fuel.

- 9. The Committee recommends that the federal and provincial governments forego taxing natural gas, propane, methanol and ethanol when used as motor vehicle fuels or as blending agents in conventional fuels.**

Compressed natural gas (CNG), propane and methanol are economically competitive today as vehicle fuels or blending agents. The principal impediments to their broader use are the infrastructure costs of distribution systems and any need for engine modifications. There have been provincial initiatives to support the introduction of alcohols as blending agents in motor gasoline, most notably in Manitoba. The Committee supports such actions.

- 10. The Committee recommends that federal incentives for engine modifications to use compressed natural gas and propane as motor vehicle fuels be continued.**

The five-year federal incentive program for vehicle conversion to compressed natural gas fueling has been extended for a year because the target of 35,000 CNG-powered vehicles was not attained. The bulk of the financing for this extension is coming from Alberta gas producers in funds remaining from the former Market Development Incentive Payments (MDIP). The five-year incentive program for propane conversion was successful in surpassing the 90,000-vehicle target and terminated on schedule. The Committee believes that federal support for both types of vehicle conversion should be maintained.

The federal government should underwrite part of the cost of research and

development designed to ensure that a range of energy options is available in the future, options which the private sector may view as requiring too long a payback period to warrant significant investment today. The federal government has reduced its research, development and demonstration (R,D&D) spending too severely on new energy technologies, alternative energy development and energy conservation.

11. The Committee recommends that the federal government increase its financial support for research, development and demonstration directed to increasing the efficiency of energy use.

It is apparent that the opportunities to pursue energy conservation, even at reduced energy prices, are far from fully exploited. Conservation remains one of the most cost-effective approaches to balancing energy supply and demand. Yet current federal spending is much more channeled to the supply side of the energy budget than to the demand side.

Over the years, the federal and provincial governments have extensively supported the development of Canada's conventional energy system – that is, the use of oil, natural gas, coal, hydro-electricity and nuclear-electricity. In the future, Canada should increasingly incorporate nonconventional energy forms such as biomass, wind energy, direct solar radiation, tidal energy and geothermal energy into its energy supply. New technologies will be required to allow this exploitation and to increase the scope for fuel substitution.

12. The Committee recommends that the federal government increase its financial support for research, development and demonstration to promote the availability of nonconventional energy forms, and for R,D&D to promote the substitution of both conventional and nonconventional energy forms for oil.

Some of the energy alternatives will require many years of development before their exploitation is feasible. Government support of R,D&D will help to ensure that these new energy options are available for our future needs. Canada will also benefit from the export opportunities afforded by these new technologies, particularly in the developing world.

A NOTE ABOUT OIL

Oil is a combustible liquid generally considered to have been formed by geochemical processes acting on the remains of organisms buried in the geologic past. Although oil basically consists of only two elements, carbon and hydrogen, it is characterized by an enormously complex variety of molecular structures – no two crude oils from different sources are identical. Despite this almost unlimited complexity, most crude oils contain 84% to 87% carbon by weight and 11% to 14% hydrogen.

In addition to carbon and hydrogen, there are small amounts of other elements present, typically in amounts aggregating less than 3% by weight of the oil. Sulphur, nitrogen and oxygen are the principal "contaminants", although traces of sodium chloride, phosphorus and heavy metals such as vanadium and nickel are common. Heavy oils and natural asphalt may have a sulphur content of 5% or more.

The conversion of organic material contained in sediments into petroleum is a function of temperature (in turn related to depth of burial) and time.

Deeper burial by continuing sedimentation, increasing temperatures, and advancing geologic age result in the mature stage of petroleum formation during which the full range of petroleum compounds is produced from kerogen and other precursors by thermal degradation and cracking (the process by which heavy hydrocarbon molecules are broken up into lighter molecules). Depending on the amount and type of organic matter, oil generation occurs during the mature stage at depths of about 760 to 4,880 metres (2,500 to 16,000 feet) at temperatures between 65° and 150°C. This special environment is called the "oil window". In areas of higher than normal geothermal gradient (increase in temperature with depth), the oil window exists at shallower depths in younger sediments but is narrower. Maximum oil generation occurs from depths of 2,000 to 2,900 metres. Below 2,900 metres primarily wet gas, a type of gas containing liquid hydrocarbons known as natural gas liquids, is formed. (Riva, 1987a, p. 590)

At the end of the mature stage and at depths greater than about 4,900 metres (16,075 feet), depending on the geothermal gradient, crude oil becomes unstable and the main hydrocarbon product is dry gas (methane). At sediment temperatures greater than about 250°C (482°F), hydrocarbons cease to be generated from organic matter. Depending on its geologic history then, a sedimentary formation may be oil prone, gas prone, both or neither.

Oils are usually characterized by their API gravity, on a scale adopted by the American Petroleum Institute to measure the specific gravity of crude oils. This scale arbitrarily assigns an API gravity of 10° to pure water. Oils lighter than water have an API gravity greater than 10°; those heavier than water have a value less than 10°.

Unfortunately, there is no standardized definition of what constitutes a "light", "medium" or "heavy" oil on the API scale. The World Energy Conference uses the following classification (WEC, 1986, p. 160).

heavy oil	density: 1,000 to 920 kg/m ³	API gravity 10°-22.3°
medium oil	density: 920 to 870 kg/m ³	API gravity 22.3°-31.1°
light oil	density: less than 870 kg/m ³	API gravity more than 31.1°

An oil with an API gravity of less than 10° (that is, with a density of more than 1,000 kilograms/cubic metre) is commonly referred to as **bitumen**.

The Alberta Energy Resources Conservation Board (ERCB) does not usually differentiate between light and medium oils. It defines heavy oil as having a density greater than 900 kg/m³ (an API gravity less than 25.7°) and light-medium oil as having a density less than 900 kg/m³ (an API gravity more than 25.7°) (ERCB, 1987, p. 1-2). Many American oilmen consider a heavy oil to be one with an API gravity below 20°, a medium oil to have an API gravity between 20° and 25°, and a light oil to be one above 25°.

In this report, the boundary between light-medium and heavy oils will be understood to be 20° with respect to U.S. data and about 26° in the case of Canadian data, unless otherwise indicated.

Many other terms used in the oil industry also lack a standardized meaning or usage. To avoid ambiguity in this report, the following definitions of commonly used terms will apply.

Hydrocarbons: any organic compounds – solid, liquid or gaseous – consisting only of the elements carbon and hydrogen. Crude oil, natural gas and coal are essentially mixtures of hydrocarbons of varying degrees of complexity and containing varying amounts of impurities such as sulphur, nitrogen, oxygen, helium and metallic elements.

Fossil fuels: combustible geologic deposits of biogenic hydrocarbons. These deposits include crude oil, natural gas, oil shales, oil sands and coal.

Kerogen: fossilized, insoluble organic material found in sedimentary rocks, usually shales, which can be converted by distillation into petroleum products. Kerogen is considered to be a precursor of petroleum.

Petroleum: a Latin derivative literally meaning "rock oil" and often defined as naturally occurring liquid hydrocarbons. Sometimes the definition is extended to include refined products in the liquid state. In common industry usage, petroleum has come to mean any hydrocarbon mixture that can be produced through a drill pipe, including natural gas, condensate and crude oil. This report follows the common usage of the term.

Liquid Hydrocarbons

(Conventional) crude oil: a mixture mainly of pentanes and heavier hydrocarbons that is recoverable at a well from an underground reservoir, and which is liquid at atmospheric pressure and temperature.

Synthetic crude oil (syncrude): as commonly understood in Canada, a mixture mainly of pentanes and heavier hydrocarbons that is derived from crude bitumen through the addition of hydrogen or the deletion of carbon, and which is liquid at atmospheric pressure and temperature. Syncrude also includes oil obtained from oil shale or coal.

Condensate: a mixture mainly of pentanes and heavier hydrocarbons that is recoverable at a well from an underground reservoir, and which is gaseous in its reservoir state but which condenses to a liquid at atmospheric pressure and temperature. Condensate is often included with "crude oil", a practice followed in this report.

Pentanes plus: a mixture mainly of pentanes and heavier hydrocarbons that is obtained from the processing of raw gas, condensate or crude oil.

Crude bitumen: a naturally occurring viscous mixture, mainly of hydrocarbons much heavier than pentane, that in its natural state will not flow to a well. Bitumen, once produced, may be diluted with pentanes plus so that it can be transported by pipeline without the need for prior upgrading.

Shale oil: oil obtained from the treatment of kerogen contained in oil shale. No shale oil is produced in Canada at the present time, although oil shales are found in various regions of the country.

In this report, the term **oil** includes conventional and synthetic crude, condensate, pentanes plus and bitumen. This grouping is sometimes also referred to as **crude oil and equivalent**. If we wish to exclude synthetic crude oil and bitumen from this group, we denote the remaining three components as **conventional oil**.

Oil sands: sand and other rock materials containing crude bitumen, or the crude bitumen contained within those sands or other rock materials.

Tar sands: sands impregnated with a heavy crude oil, tar-like in consistency, that is too viscous to permit recovery by natural flowage into wells. This term used to be applied to the bitumen deposits of Alberta but has largely been supplanted by "oil sands" in Canadian usage. In the United States and elsewhere, the term "tar sands" is still in common use.

Oil shale: a kerogen-bearing, brown or black shale that will yield gaseous or liquid hydrocarbons on distillation.

Natural gas liquids (NGL): propane, butanes and pentanes plus obtained from the processing of raw gas or condensate (as defined by the ERCB, 1987a, p. 1-4). Some authorities extend the definition to include ethane (for example, EMR, 1987c, p. 75).

Liquefied petroleum gases (LPG): a subgroup of the natural gas liquids, consisting principally of propane and butanes, which can be liquefied under pressure at room temperature. These are familiar as "bottled gas".

Conventional crude, synthetic crude, condensate, bitumen and natural gas liquids may be referred to collectively as **liquid hydrocarbons**.

Gaseous Hydrocarbons

Raw gas: natural gas in its natural state, existing in a reservoir or as produced from a reservoir and prior to processing. Natural gas at the wellhead usually consists of methane with decreasing amounts of heavier hydrocarbons. Raw gas may contain such nonhydrocarbon gases as carbon dioxide, hydrogen sulphide, nitrogen, hydrogen and helium.

Marketable gas: raw gas from which natural gas liquids and nonhydrocarbon gases have been removed or partially removed by processing. Marketable gas is also known as "pipeline quality gas" or "sales gas", and is composed primarily of methane.

Associated gas: natural gas in a free state in a reservoir and found in association with crude oil, under initial reservoir conditions.

Non-associated gas: natural gas in a free state in a reservoir, but not found in association with crude oil under initial reservoir conditions.

Solution gas: natural gas that is dissolved in crude oil under reservoir conditions and that comes out of solution at atmospheric pressure and temperature.

Dry gas: natural gas composed predominantly of methane and ethane.

Wet gas: natural gas containing propane and butanes, sometimes in amounts as high as 50% or more.

Petroleum Resources and Reserves

Resource: all oil and gas accumulations either **known** or **inferred** to exist. That portion of the resource base which has been found is referred to as **discovered resources** or **reserves**. That portion of the resource which is inferred to exist but not yet discovered is known as **undiscovered resources** or **potential resources**.

Reserves: that portion of the resource that has been discovered, of which part is recoverable in current economic and technical circumstances and part is not.

Established reserves: those reserves recoverable under current technology and under present and anticipated economic conditions, specifically proved by drilling, testing or production; plus that portion of contiguous recoverable reserves judged with reasonable certainty to exist based upon geological, geophysical and similar information.

Initial volume in place: the gross volume of crude oil, crude bitumen or raw natural gas calculated or interpreted to exist in a reservoir before any volume has been produced.

Initial established reserves: established reserves prior to the deduction of any production.

Remaining established reserves: initial established reserves less cumulative production.

Ultimate potential: an estimate of the initial established reserves that will have been developed in an area by the time all petroleum exploratory and development activity has ceased, having regard for the geological prospects of the area and anticipated technology and economic conditions. Ultimate potential includes cumulative production, remaining established reserves, and future additions to reserves through extensions and revisions to existing pools and the discovery of new pools.

The term "established" to describe reserves has been adopted in Canada, and replaced the combined categories of **proved** and **probable reserves** previously defined by the Canadian Petroleum Association (CPA). Most other countries continue to use the expression **proved reserves** (or **proven reserves**). The proved (or established) reserves category may be subdivided in various ways, with two pairings given below.

Developed reserves: proved reserves considered recoverable through existing wells.

Undeveloped reserves: economically recoverable reserves considered to exist in proved reservoirs and which will be recovered from wells drilled in the future.

Connected reserves: oil reserves connected by an unbroken series of gathering and trunk pipelines to a refinery, or natural gas reserves connected to a pipeline.

Unconnected reserves: oil and gas reserves which are not connected to the market.

Petroleum Deposits

Reservoir: a porous, permeable sedimentary rock containing commercial quantities of oil and/or natural gas.

Pool: a natural underground reservoir containing an accumulation of oil and/or natural gas separated, or appearing to be separated, from any other such accumulation.

Field: may refer to a certain geographical area from which petroleum is produced or to a particular underground producing zone. A field may contain one or more pools linked by some common element, such as their lying along the same trend or their being a product of a common geographical disturbance.

Petroleum Production

Maximum efficient rate (MER): the maximum rate at which oil can be produced without damaging the reservoir and causing avoidable underground waste.

Good production practice: production of crude oil or raw natural gas at a rate limited to what can be produced without adversely affecting resource conservation or the opportunity of each owner in the pool to obtain his share of production.

Under favourable conditions, roughly 10% of the oil remaining in a reservoir can be produced over a year, but the rate can be considerably lower if the oil is viscous, if reservoir permeability is low or if the rate of production must be restricted to prevent damage to the reservoir (for example, by water penetration).

Not all of the oil or gas initially present in a reservoir can be "recovered" or extracted in the production process. Although the **recovery factor** can vary markedly from one reservoir to another, a rough guideline is that one-third of the oil initially in place in a conventional oil reservoir is recoverable and about three-quarters of the gas in place in a natural gas reservoir is recoverable. These factors have been gradually improving as production technology advances.

To increase the recovery factor, **natural recovery mechanisms** may be augmented by sophisticated methods of **enhanced recovery**. This introduces a final group of definitions.

Drive: the displacement of crude oil and natural gas through the pore spaces of a reservoir rock towards a well bore, as a result of the expansion of reservoir fluids or movements of fluids under pressure towards areas of lower pressure. This drive may be caused by the influx of underground water as the oil or gas is produced (water drive), by gas coming out of solution in the oil (solution gas drive), or by the expansion of free gas in a gas cap (gas-cap drive).

Primary recovery: Oil or gas produced as a result of natural drive in the reservoir. The flow of oil to the surface may occur naturally (flowing well) or may be accomplished by mechanical pumping (pumping well).

Pressure maintenance: The injection of a fluid, most commonly water or natural gas, to

maintain reservoir pressure which would otherwise be depleted during production.

Water flooding, the most extensively used and least costly form of pressure maintenance, involves injecting water into a reservoir through intake wells to drive the oil towards production wells.

Gas injection is frequently used because natural gas is soluble in oil, increasing its volume, decreasing its viscosity, reducing its surface tension and lessening its specific gravity – all desirable effects in boosting recovery.

Enhanced oil recovery (EOR): advanced methods for recovering oil from a reservoir, which increase the recovery factor and which allow a broader range of reservoirs to be exploited. These techniques may include the injection of miscible solvents such as LPG and carbon dioxide into the reservoir, the addition of heat through steam injection or in situ combustion, and the addition of chemicals to act as wetting agents. EOR techniques are expensive and sensitive to the price of oil.

Components of a typical natural gas

Hydrocarbon and % by Weight

Methane (CH_4)	70-98%
Ethane (C_2H_6)	1-10%
Propane (C_3H_8)	trace-5%
Butane (C_4H_{10})	trace-2%
Pentane (C_5H_{12})	trace-1%
Hexane (C_6H_{14})	trace-1/2%
Heptane + ($\text{C}_7\text{H}_{16}+$)	none-trace

Nonhydrocarbon and % by Weight

Nitrogen	trace-15%
Carbon dioxide*	trace-1%
Hydrogen sulphide*	occ. trace
Helium	none-5%

* Natural gases are occasionally found which are predominantly carbon dioxide or hydrogen sulphide.

Source: McCain, 1973, p. 4.

Composition of a typical 35° API crude

Molecular Size and % by Volume

Gasoline (C_5 to C_{10})	27%
Kerosine (C_{11} to C_{13})	13%
Diesel fuel (C_{14} to C_{18})	12%
Heavy gas oil (C_{19} to C_{25})	10%
Lubricating oil (C_{26} to C_{40})	20%
Residuum (more than C_{40})	18%
Total	100%

Source: Hunt, 1979, p. 43.

A GLOBAL PERSPECTIVE

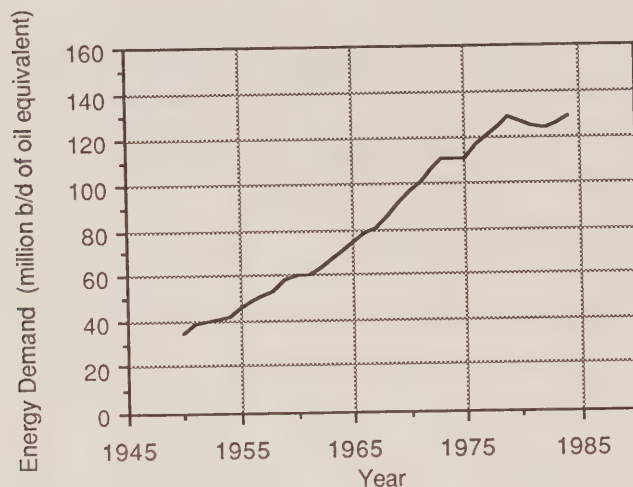
A. International Patterns of Energy Supply and Demand

Energy is the most fundamental constituent of the physical world. No activity can take place without the expenditure of energy. Population expansion, the global trend to urbanization and the continuing quest for an improved standard of living place increasing demands on the Earth's energy resources. These resources belong to one of two broad categories – renewable and nonrenewable energy forms. Today, most of society's energy supply comes from nonrenewable sources in the form of fossil fuels and uranium. Renewable sources such as hydraulic energy, biomass, direct solar radiation, wind, tidal energy and geothermal energy probably account for about 20% of world energy use. Nonetheless, biomass is the dominant component of energy supply in many developing countries, some of which now face a severe shortage of fuelwood.

Patterns of energy use have changed dramatically in the twentieth century, in both the quantity and types of energy demanded. The most profound changes occurred during the quarter-century 1950-1975, during which society's need for energy more than tripled and oil replaced coal as the world's most important energy commodity. Much of this increased energy usage occurred in the industrialized world and global inequalities in per capita energy consumption have widened in the postwar period to extraordinary levels. Per capita consumption of commercial energy in Canada stands slightly higher than that of the United States, 1.8 times that of West Germany, twice that of the United Kingdom, 2.5 times that of France or Japan, 15 times that of Brazil or mainland China, and 480 times that of Chad or Ethiopia (United Nations, 1986).

Figure 1 shows the growth in global demand for commercial primary energy since 1950, based on United Nations statistics and expressed in millions of barrels/day of oil equivalent. "Commercial energy" refers to energy which is commercially traded, and includes crude oil, natural gas, coal and primary electricity (hydro-, nuclear- and geothermal-electricity). Excluded from Figure 1 is the exploitation of biomass – fuelwood, peat, agricultural wastes and dung – as an energy source. Reliable statistics on biomass consumption are not available because much of it is collected by users and not commercially traded. Rudimentary data suggest that biomass may contribute an additional 15% to the commercial use of energy pictured in Figure 1. "Primary energy" refers to energy as extracted or produced at the wellhead, mine or hydro-electric station; that is, energy measured at the point of production. The term "oil equivalent" indicates that energy forms such as natural gas and electricity have been expressed as equivalent quantities of oil, based upon their energy content. By this measure, world demand for commercial primary energy had grown to about 130 million barrels/day of oil equivalent by 1984, according to the U.N. If all of the Earth's population consumed energy at the same per capita rate as Canadians, the total demand for commercial primary energy would have stood at approximately 685 million barrels/day of oil equivalent in 1984.

Figure 1: The Global Demand for Commercial Primary Energy



Notes: 1. Recent U.N. data are given in millions of tonnes of oil equivalent and are here converted to millions of barrels of oil equivalent, using the approximate conversion factor 1 tonne of oil = 7.33 barrels. Older U.N. data are given only in millions of tonnes of coal equivalent and have been converted to oil equivalent using $1 \text{ tonne of coal equivalent} \times 0.687623 = 1 \text{ tonne of oil equivalent}$.

2. U.N. data include unallocated energy use – which primarily refers to data that cannot be attributed to one of the solid, liquid, gaseous or electrical energy categories – and the non-energy use of petroleum. Consumption also includes international aviation and marine bunkers.

Source: United Nations, 1986, p. 33; 1984, p. 51; 1983, p. 93; 1981, p. 39; and 1976, p. 2-3.

Global energy demand rose throughout the postwar era until the second oil price shock of 1979-80, which temporarily reduced demand and caused a substantial drop in oil consumption in the industrialized world. It remains to be seen how much the exponential rate of growth in energy consumption, which characterized the 1950-1973 period, has been permanently modified. The World Commission on Environment and Development (1987, p. 172) has observed that the continuation of these earlier high rates of growth in energy use would magnify four particularly disturbing environmental concerns:

- the likelihood of climatic change generated by the "greenhouse effect" of gases emitted to the atmosphere, the most important of which is carbon dioxide produced from the combustion of fossil fuels;

Valuing Electricity in Reporting Energy Supply and Demand

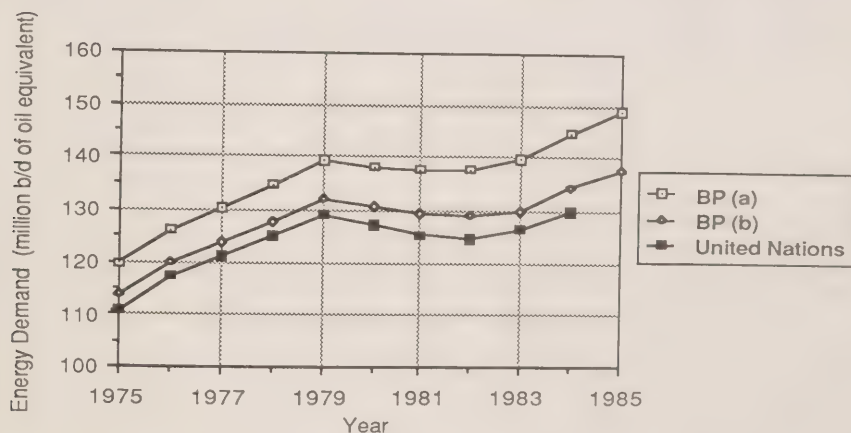
With the exception of countries like Canada and Norway, where the electrical system is primarily based on hydro-electric generation, nations produce most of their electricity by thermal generation using coal, oil, natural gas or uranium as fuel. For thermodynamic reasons, thermal power plants release about two units of heat for each unit of electricity produced. Should thermal electricity be valued in terms of the three units of energy needed in its manufacture (its "fossil fuel equivalence") or the one unit of electricity produced (its "energy output")?

Many agencies have adopted the convention of reporting all electricity – including hydropower – as if it were thermal electricity valued in terms of the fossil fuel that would be required to produce it (about 10,000 Btu/kWh or 10,550 kilojoules/kWh), instead of the true value of its energy content (3,412 Btu/kWh or 3,600 kJ/kWh). This statistical convention is useful for making certain international comparisons but it overstates energy demand in Canada and it inflates the role of hydro-electricity. Hydropower satisfied 12.1% of Canada's primary energy demand in 1985 measured by its energy output value, but 27.5% measured by its fossil fuel equivalence value.

This distinction is important because of the apparent discrepancies introduced in statistical reporting. Comparing per capita energy consumption between Canada and the United States, for example, the values are approximately equal when hydro-electricity is measured by its energy output, but Canada is significantly higher when hydropower is valued at its fossil fuel equivalence. EMR usually reports hydro-electricity by its fossil fuel equivalence; Statistics Canada uses the energy output value. Further complicating matters, both EMR and the NEB have begun reporting nuclear-electricity at a value of 12,100 kJ per kWh (approximately 11,480 Btu/kWh), reflecting the fact that Canadian nuclear reactors are about 30% efficient in producing electricity. This report adopts the energy output approach – valuing all electricity production at 3,412 Btu/kWh – because the Committee believes that this gives a clearer picture of energy supply and demand.

International statistics show the same divergence. United Nations data, for example, report electricity at 3,412 Btu per kWh while British Petroleum, in its *Statistical Review of World Energy*, reports electric energy at 10,000 Btu per kWh. The following illustration shows how this affects a compilation of world energy use. The difference between U.N. and BP reporting was roughly 15 million barrels/day of oil equivalent in 1984. Note that the two data sets do not fully correspond, even after conversion to a common basis for reporting primary electricity.

The Global Demand for Commercial Primary Energy, as Reported by BP and by the United Nations



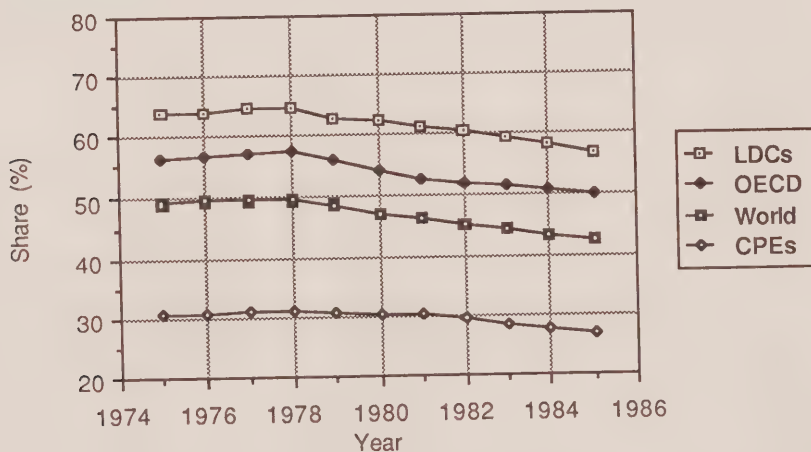
BP (a): British Petroleum data with primary electricity valued at 1 kWh = 10,000 Btu.

BP (b): British Petroleum data converted to value primary electricity at 1 kWh = 3,412 Btu.

- urban-industrial air pollution caused by atmospheric pollutants from the combustion of fossil fuels;
- acidification of the environment arising from the combustion of fossil fuels; and
- risks of nuclear reactor accidents, problems of radioactive waste disposal and dismantling reactors at the end of their service life, and the dangers of nuclear weapons proliferation associated with the use of fission energy.

Oil is thought of as the energy commodity that fuels the industrialized world, and it is true that Western industrialized countries today consume nearly 60% of global oil output. It is less commonly recognized that, in the developing world, oil accounts for a larger share of commercial energy demand on average than it does in the more diversified energy systems of the industrialized nations or in the more coal-oriented Communist countries. Figure 2 tracks the change in oil's share of primary energy demand since 1975, both globally and as subdivided into three component parts: the Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), the less developed countries (LDCs, including OPEC) and the centrally planned economies (CPEs or Communist countries).

Figure 2: The Share of Oil in OECD, LDC, CPE and World Primary Energy Demand



Note: Data from the source have been converted from primary electricity valued at 1 kWh = 10,000 Btu to 1 kWh = 3,412 Btu.

Source: British Petroleum, 1986, p. 7-8, 28, 30, 33-34.

Figure 2 reveals that oil's share of world commercial energy use fell from 49% in 1975 to 42% in 1985. Viewed by region, oil's share of LDC primary energy demand declined over the same period from 64% to 57%; of OECD energy demand from 56% to 50%; and of CPE energy demand from 31% to 27%. In each region, the decline began in 1979 and continued through 1985.

Although oil's share of energy use has fallen around the world, the consumption of oil actually increased throughout this period in the LDCs. In the OECD (and to a minor extent in the CPEs which are essentially self-sufficient as a bloc), oil consumption dropped in response to high prices and concern about security of supply. The nations of the developing world, however, have not all displayed similar behaviour. Demand for oil fell in Latin America after the second price shock, but not in the Middle East, Far East or Africa. Figure 3 illustrates these differences.

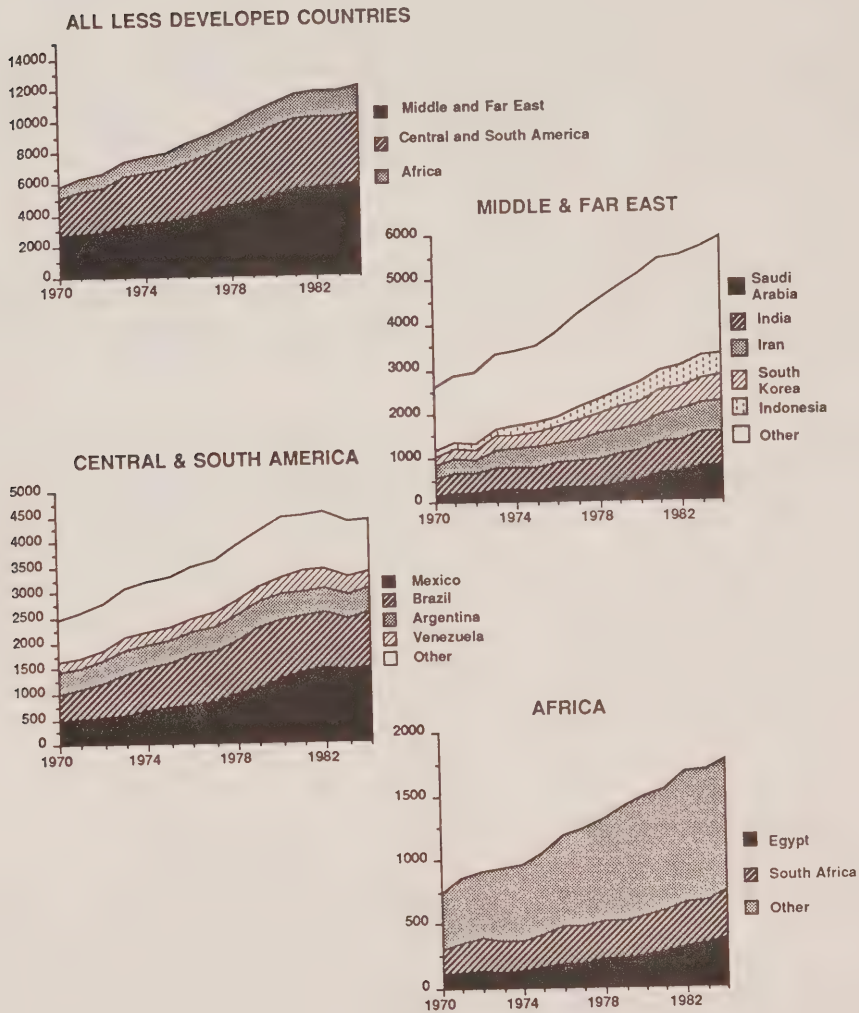
Most LDCs have not yet developed the diversified energy systems that provide industrialized nations with opportunities to substitute other fuels such as natural gas or electricity for oil. Industrialized countries are also better placed to practice conservation, either in reducing the discretionary use of oil or in applying sophisticated technologies to use oil more efficiently.

As oil prices began to fall from their 1980-81 peak, world demand for primary energy resumed its growth, beginning in 1983. In fact, commercial energy use in the CPEs and the LDCs grew throughout the period 1975-1985 – only the slump in OECD energy demand from 1980 to 1983 caused the global figure to drop temporarily. In 1985, world primary energy demand reached a record high of 138 million barrels/day of oil equivalent, up 7% from the 129 million barrels/day of oil equivalent recorded in 1982 (according to BP statistics converted to a 1 kWh = 3,412 Btu valuation for primary electricity) (British Petroleum, 1986). Sharply lower prices for oil in 1986, which also depressed the price of competing energy forms, most probably led to a further increase in total world primary energy use last year.

B. Development of the World Oil Industry

Natural seeps of crude oil and natural gas have been known since the dawn of recorded history, and hand-dug wells were common on the sites of such seeps. In ancient times, oil and tar were valued as weapons of war, for medicinal purposes and for caulking boats. As the industrial art of petroleum distillation was developed, oil became used as an illuminant. Chinese records refer to wells a few hundred metres deep in 600 BC and to wells a thousand metres deep in 1132. By the end of the eighteenth century, more than 500 wells had been drilled in the Yenangyuang oil field in Burma. There was early development of the petroleum industry in the Soviet Union when the oil and gas deposits of the Baku fields were exploited in the latter part of the nineteenth century. (Hunt, 1979; Riva, 1987a)

Figure 3: Oil Consumption in the Less Developed Countries
(thousands of barrels per day)



Although North America's first oil well was reportedly completed in Enniskillen Township in Ontario in 1858, it was Edwin Drake's well drilled at the Titusville, Pennsylvania seep in 1859 that is credited with launching the North American petroleum industry. This event also marks the beginning of the modern petroleum era – by 1871, more than 90% of the world's oil output was centred in the Pennsylvania fields opened by Drake's well. (Hunt, 1979)

The world's first 200 billion barrels of crude oil were produced in the 109 years between Drake's 1859 well and the year 1968. The next 200 billion barrels were extracted in a single decade, 1969-1978. With the stabilization of world oil output in the 1980s, it appears that the 1979-1988 decade will see the production of roughly another 200 billion barrels. This cumulative 600-billion-barrel output is estimated to represent more than one-third of the world's total original endowment of conventional crude oil.

For much of the 130-year modern history of the petroleum industry, the governments of producing countries had comparatively little influence over the development and management of the international oil business. As the industry grew, it was the major oil companies (the "majors") that controlled it, partly in their own right and partly with the help of their parent countries in what was generally perceived to be a loose alliance of interests.

Louis Turner, in his analysis of the international oil industry, suggests that the period 1954-1970 was the "golden age" of the industry, at least from the perspective of the multinational oil companies (Turner, 1983). The companies successfully coped with two major supply disruptions during these years – the Suez War of 1956-57, which saw the closure of the Suez Canal and Iraq Petroleum Company (IPC) pipelines, and the June 1967 Arab-Israeli War, during which the Suez Canal, the Trans-Arabian Pipeline (Tapline) and the IPC pipeline system were shut down. Generally the petroleum companies were free from restraint in their operations by either host or parent countries. The formation of OPEC in 1960 was a cloud on the horizon but the majors resisted most of the initiatives of that body through the 1960s.

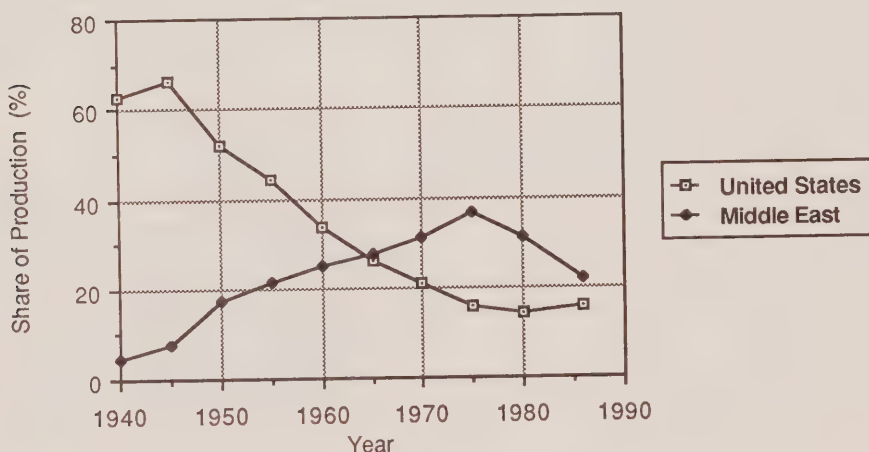
Oil became in the twentieth century what coal had been to the Industrial Revolution. Oil fueled the internal combustion engine, which ushered in a new age of mobility. The development of refining spawned a new chemical industry. Oil became the leading commodity in international trade and commercial empires of enormous wealth were created. American oil companies were established early in this period and became among the most prominent on the world oil scene. Much has been written about the multinational oil companies – Exxon, Royal-Dutch/Shell, Mobil, Texaco, Standard Oil of California, Gulf and British Petroleum – the "Seven Sisters", which held dominion over the business for so long.

Less often considered are the national oil companies, some of which have been industry participants for many years, including Compagnie Française de Pétroles (CFP) and Société Nationale Elf-Aquitaine (SNEA) of France and Ente Nazionale

Idrocarburi (ENI) of Italy. Other national oil companies were creations of the turbulent 1970s: Veba in West Germany, STATOIL in Norway, the British National Oil Company (BNOC) and Petro-Canada.

The United States dominated oil production throughout most of the modern petroleum era. At the close of World War II, the U.S. was not only the world's largest producer but its output exceeded that of all other producers combined. As recently as 1963, the United States still accounted for more than half of all the crude oil that had ever been lifted. Figure 4 indicates the extent to which the United States has relinquished its share of world oil production since World War II. The growing importance of Middle East crude in world supplies is also shown.

Figure 4: The U.S. and Middle East Shares of World Crude Oil Production since 1940



Sources: DeGolyer and MacNaughton, 1985, p. 3-5 and 9; "Worldwide Report", *Oil & Gas Journal*, 1986, p. 36-37.

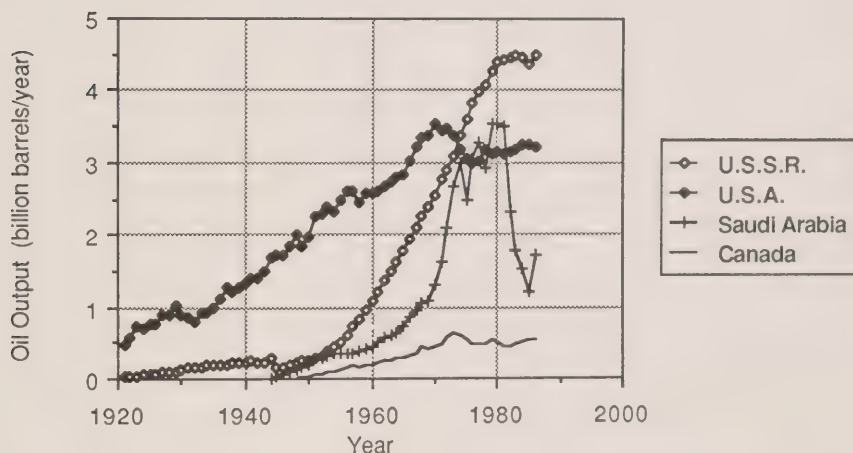
U.S. crude oil liftings peaked in 1970; even the development of the supergiant Prudhoe Bay oilfield in Alaska has not allowed the United States to reclaim that height of production. World crude output attained a rate of 22.7 billion barrels annually in 1979, at the time of the second price shock, and has not regained that level since.

Although the United States stands second in oil output – at 8.8 million barrels/day on average in 1986, behind the Soviet Union at 12.3 million barrels/day – it is straining its productive capacity and appears to be entering a decline exacerbated

by the fall in world oil prices. Middle East output, at about 12.3 million barrels/day in 1986, equalled Soviet production but this region had been lifting 18.2 million barrels/day in 1980.

Figure 5 compares the oil production of the United States, the U.S.S.R., Saudi Arabia and Canada. Soviet output has risen almost continually since early in the century. The small decline in Soviet production in 1984 and 1985 was turned around in 1986 and Soviet output is expected to show a further increase during 1987. Nonetheless, the Soviet Union is considered to be approaching the peak in its capacity to produce conventional crude oil. U.S. liftings, after peaking in 1970, showed a secondary rise when Prudhoe Bay oil entered the market in 1977. American production is expected to show a continuing decline in the future.

Figure 5: Soviet, U.S., Saudi Arabian and Canadian Oil Production since 1920



Sources: DeGolyer and MacNaughton, 1985, p. 5, 7, 9; "Worldwide Report", *Oil & Gas Journal*, 1986, p. 36-37.

The huge drop in Saudi Arabian output following the second price shock was not caused by any physical constraint in productive capacity. It reflects a reduction in demand overall for oil and recent Saudi policy to voluntarily restrict its own output. The subsequent upturn in Saudi Arabian production reflects the current intent to regain market share. Canada's annual output is also presented in Figure 5. In recent years, Canada has typically stood in about tenth position in world crude oil production.

The Organization of Petroleum Exporting Countries was formed in 1960. Prior to its creation, control of the world petroleum business lay primarily in the hands of the major oil companies. Prices were established through a distributors' cartel. With the aim of gaining a better price for their oil and improving their negotiating position with the majors, a number of oil-producing countries held discussions concerning a united pricing and production policy, culminating in the formation of OPEC on September 10, 1960, in Baghdad. The five founding countries were Saudi Arabia, Kuwait, Iran, Iraq and Venezuela.

A decade was to pass before OPEC would be able to exert much influence on the world oil scene. Throughout most of the 1960s, the price of Saudi Arabian light crude oil, the world benchmark crude, remained fixed by the oil companies at US\$1.80 per barrel.

Today, OPEC membership stands at 13: Saudi Arabia, Kuwait, Iran, Iraq, the United Arab Emirates (UAE, with the principal oil-producing members being Abu Dhabi, Dubai and Sharjah), Qatar, Libya, Algeria, Nigeria, Gabon, Venezuela, Ecuador and Indonesia. Table 1 shows the 13 member states of OPEC and their estimated levels of crude oil production in 1973, 1979 and 1986. Total OPEC crude output in 1986 averaged only 58% of the 1973 and 1979 levels.

On January 9, 1968, Saudi Arabia, Kuwait, and Libya concluded an agreement in Beirut founding OAPEC – the Organization of Arab Petroleum Exporting Countries. Membership was restricted to Arab countries in which oil represented the principal source of national income. Algeria, Abu Dhabi, Dubai, Bahrain and Qatar joined in 1970; Iraq became a member in 1972. In 1971, the Beirut agreement was modified to allow membership of any Arab state in which petroleum represented an "important" source of national income. Syria, Egypt and Tunisia subsequently joined the organization and Dubai withdrew. OAPEC precipitated the oil embargo of late 1973 during the Arab-Israeli war. In April 1979, Egypt's membership was suspended after it signed a peace treaty with Israel. For consistency in statistical records, Egypt's oil production generally continues to be included with that of OAPEC.

The rise in OPEC's influence largely corresponded to the American decline. U.S. crude oil output reached its highest level in 1970, when production totalled 3.52 billion barrels (equivalent to an average output over the year of 9.64 million barrels/day). American production of all oils, including natural gas liquids, totalled 4.13 billion barrels in 1970, or 11.31 million barrels/day on average. At the time of the Arab oil embargo, the United States was importing more than 35% of its oil requirements.

The income which OPEC has derived from the export of oil since 1965 is displayed in Figure 6. Values are expressed in billions of current U.S. dollars. Over the period 1973 through 1986, oil exports earned OPEC more than US\$2.1 trillion. This enormous transfer of wealth has been one of the factors contributing to the current external debt load of US\$1.1 trillion burdening the developing countries and stressing the world banking system.

Table 1: OPEC Member States and Their Crude Oil Production in Selected Years

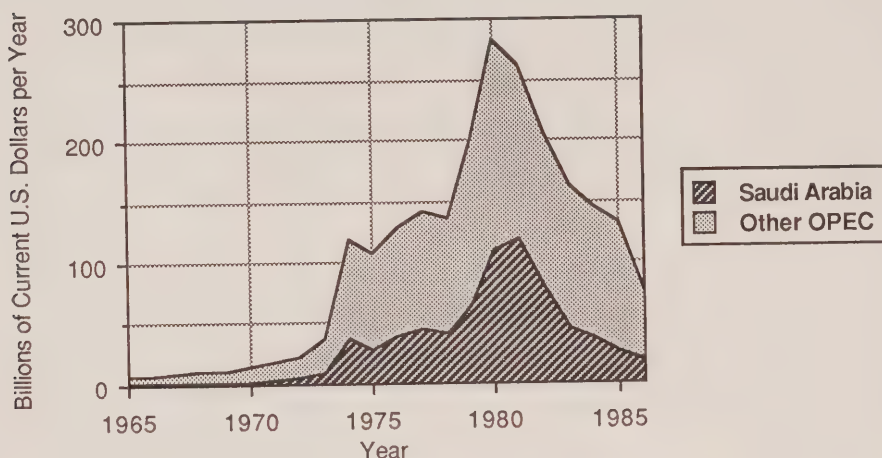
Country	1986 Production	1979 Production (millions of barrels/day)	1973 Production
Algeria	0.60	1.19	1.10
Ecuador	0.27	0.20	0.21
Gabon	0.15	0.19	0.15
Indonesia	1.24	1.62	1.34
Iran	1.81	3.04	5.86
Iraq	1.79	3.48	2.02
Kuwait	1.20	2.22	2.76
Libya	1.03	2.08	2.17
Neutral Zone (a)	0.33	0.56	0.52
Nigeria	1.46	2.30	2.05
Qatar	0.33	0.51	0.57
Saudi Arabia	4.72	9.63	7.33
United Arab Emirates	1.38	1.53	1.53
Venezuela	1.66	2.36	3.37
Total OPEC	17.97	30.91	30.98

(a) Neutral Zone output is shared equally by Saudi Arabia and Kuwait.

Sources: "Worldwide Report", *Oil & Gas Journal*, 1986, p. 36-37; DeGolyer and MacNaughton, 1985, p. 6, 9-11.

The export of crude oil earned OPEC almost US\$8 billion in 1965. In 1973, those exports earned US\$37 billion, a figure which jumped to US\$119 billion the following year. The second price shock caused OPEC revenues to surge from US\$135 billion in 1978 to US\$282 billion in 1980. By 1985, oil revenue had sagged to US\$132 billion, as prices eroded in the face of growing non-OPEC output and reduced demand in the industrial world, forcing OPEC members to discount the price of their oil. OPEC revenues are estimated at US\$75 billion in 1986, driven down by the unprecedented price plunge. At an average selling price of US\$18 per barrel, the current OPEC target, and assuming that 1987 quotas are adhered to by member states, OPEC projects 1987 oil export revenue at US\$86 billion. If the higher oil prices of recent months are sustained, however, 1987 revenue could regain the US\$100 billion level.

Figure 6: The Rise and Fall of OPEC Crude Oil Export Revenues



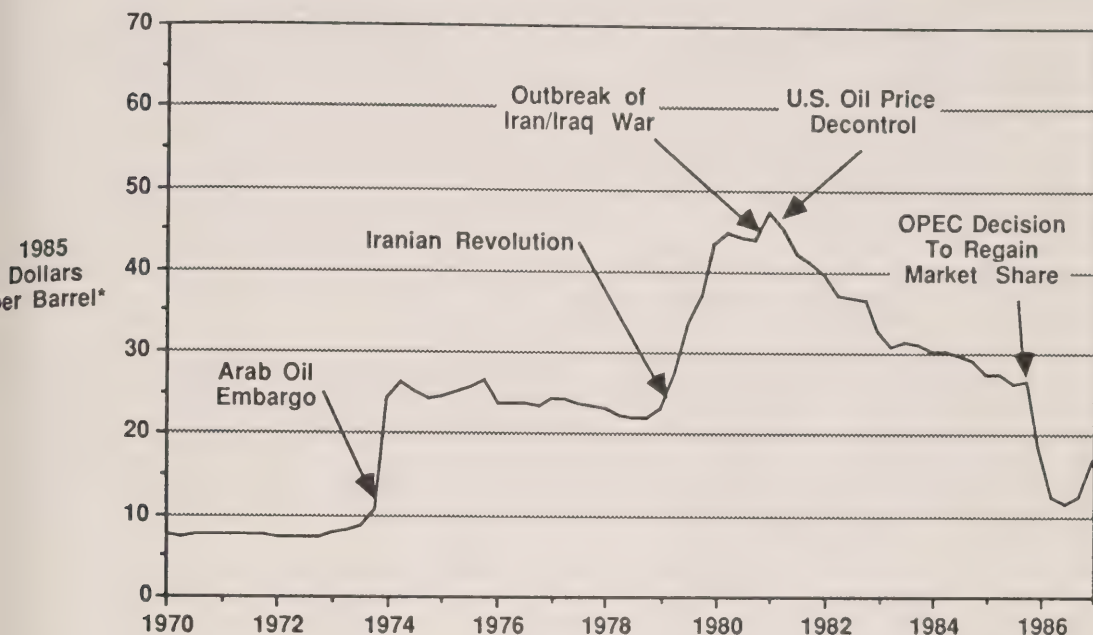
Note: For Ecuador, Gabon, Iran, Iraq, Libya, Nigeria, Qatar and the UAE, export values are for crude oil only; for Algeria, Indonesia, Kuwait, Saudi Arabia and Venezuela, export values are for crude oil and equivalent.

Sources: OPEC, undated, p. 6; "The Tide Turns for OPEC Revenues", *Petroleum Economist*, 1987, p. 256.

Figure 7 charts the constant-dollar price of oil since 1970 and shows the price shocks of 1973-74, 1979-80 and 1985-86. Price is defined as the average quarterly cost of oil imported by U.S. refiners and is expressed in constant 1985 US dollars per barrel. At the bottom of the price decline in 1986, crude oil sold for only a few dollars more per barrel, in real terms, than it had in the early 1970s.

Oil pricing has become a complicated matter in recent years. During most of the 1970s, less than 5% of internationally traded crude oil is estimated to have been sold on the spot market. In the first half of the 1980s, however, spot selling proliferated and, over brief periods, as much as 70% of world crude trading took place at spot or spot-related prices. This phenomenon was followed by the collapse of the "fixed" price system late in 1985, as "netback", "formula" and "retrospective" pricing schemes were introduced, led by Saudi Arabia's netback pricing initiative. For much of 1986, netback prices competed with spot prices in the market. Except in a few countries like Canada, the United States, Egypt and Malaysia, "official" or company "posted" prices virtually disappeared.

Figure 7: World Crude Oil Prices Since 1970, Measured in Constant 1985 US Dollars



Note: Price is defined as the average quarterly cost of crude oil imported by U.S. refiners, expressed in 1985 dollars.

Source: U.S. Department of Energy, 1987, p. 15.

Crude Oil Pricing

A **netback** price for crude oil is based on the spot value at the refinery gate of the slate of products derived from the crude, minus transportation, insurance, financing and processing costs. The guaranteed margin to refiners drew more oil into the market, helping OPEC to regain some of its former market share but contributing to the collapse in oil prices. OPEC abandoned netback pricing to return to a fixed price system in February of 1987.

Formula pricing links the selling price of a crude oil to selected spot market crude quotations, combining reduced market risk with a reasonable return to refiners. For example, Mexico's light Isthmus crude sold into the United States is tied to the spot prices of West Texas Intermediate crude, West Texas Sour crude, Alaskan North Slope crude and heavy fuel oil, with a further price differential per barrel.

In **retrospective** pricing, the seller fixes the price of the crude oil after it reaches its destination, using predetermined links with certain crude spot prices.

Source: EMR, 1987c, p. 37-40.

In December 1986, the members of OPEC (apart from Iraq) agreed to re-establish a fixed price structure, effective February 1, 1987, and to set production quotas for 1987. A price of US\$18 per barrel, derived from a basket of seven crude oils, was set as the reference price for crude above 26° API. (Interestingly, this basket includes Mexican Isthmus crude together with six OPEC crude streams.) For the first six months of 1987, the OPEC production ceiling was set at 15.8 million barrels/day. Despite overproduction by several members, total output was held to approximately 16 million barrels/day in first-quarter 1987 as Saudi Arabia again adopted the role of swing producer. In third-quarter 1987, the production ceiling became 16.6 million barrels/day and in fourth-quarter 1987 it will rise to 18.3 million barrels/day. These targets are equivalent to an average 1987 production limit of 16.6 million barrels/day, down more than 2 million barrels/day from 1986 output. Iraq would not accept a quota smaller than Iran's and so did not sign the accord. It was allocated a quota amounting to 9.3% of the total OPEC allowable output.

Some producers barter oil for other goods. The Soviet Union, for example, trades armaments and other industrial goods to Middle Eastern and North African nations, taking crude oil in return. Part of this crude is then marketed by the Soviets to the West, to earn hard currencies. Over the first nine months of 1986, Soviet re-exports of OPEC crude to Western countries averaged nearly 400,000 barrels/day. Finland is used as the principal trade outlet for Soviet barter oil.

C. World Petroleum Resources and Reserves

Petroleum resources are distributed irregularly over the globe. According to data compiled by Joseph Riva Jr. of the U.S. Congressional Research Service (Riva, 1987a), the world's total original endowment of recoverable, conventional light and medium crude oil is assessed at approximately 1,635 billion barrels. Of this amount, 32% has been consumed and roughly 30% remains to be discovered. The other 38% constitutes the world's present proved reserves of conventional light crude oil. Of the more than 1,100 billion barrels of light-medium crude oil yet to be consumed – that is, proved reserves plus undiscovered oil – 78% of this amount is calculated to lie in the Eastern Hemisphere.

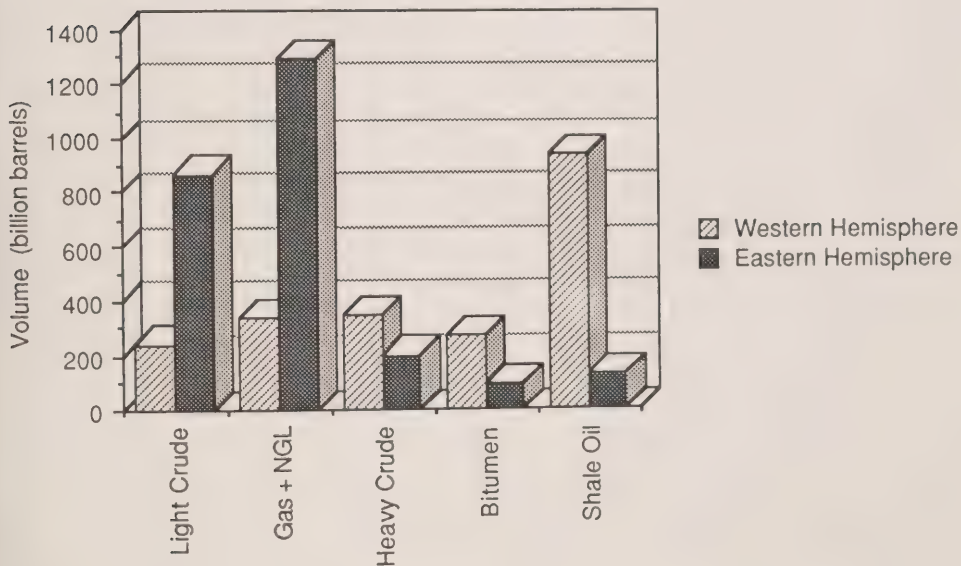
In contrast, the principal deposits of heavy oils lie in the Western Hemisphere. The world's original endowment of recoverable heavy crude oil is estimated to have been about 608 billion barrels, of which 85% is considered to have been discovered but only 11% consumed. Of the 540 billion barrels of unconsumed heavy oil, 64% is believed to be located in the Western Hemisphere.

The world's total original endowment of recoverable natural gas has been estimated to contain an amount of energy equivalent to 1,897 billion barrels of oil, including a calculated 341 billion barrels of natural gas liquids. Roughly half of this resource is thought to have been discovered and about 14% consumed. Of the

remaining gas and gas liquids resource, approximately 79% is believed to be located in the Eastern Hemisphere.

Known bitumen deposits are estimated in the Riva study to contain roughly 354 billion barrels of recoverable crude oil, with 76% of this resource lying in the Western Hemisphere. Known oil shale deposits may hold approximately 1,066 billion barrels of recoverable shale oil; 88% of this resource is considered to reside in the Western Hemisphere. Such estimates are at best only a rough guide to the amount of the resource which may be recoverable since they depend on the cut-off assumed in bitumen or shale oil content for economic extraction, and on limits of overburden thickness and deposit thickness for economic recovery. Figure 8 shows the global disposition of remaining recoverable petroleum resources, using the Riva data.

Figure 8: Remaining Recoverable Petroleum Resources in the Western and Eastern Hemispheres



Source: Riva, 1987a, p. 588.

Riva concludes that the world's total original endowment of recoverable petroleum was roughly equivalent to 5,560 billion barrels of oil. Subtracting the natural gas component, the original "oil" resource – that is, light-medium crude oil, heavy crude oil, natural gas liquids, bitumen and shale oil – was roughly 4,000 billion barrels. The lighter, more desirable petroleum fuels, which are less costly to produce and process, lie predominantly in the Eastern Hemisphere. The heavier, less desirable petroleum fuels, which are more costly to produce and process, lie predominantly in the Western Hemisphere.

Approximately 40,000 oil fields have been discovered worldwide since 1860. The largest class of field is the supergiant, containing more than 5 billion barrels of recoverable oil. Thirty-seven supergiant fields have been found and these fields originally contained an estimated 51% of all the conventional crude oil discovered to date. The Persian Gulf region holds 26 supergiant fields, of which 11 are located in Saudi Arabia. The world's largest field, Ghawar, was found in 1948 and its 86 billion barrels of recoverable oil transformed Saudi Arabia into the world's leading oil nation. Kuwait's Burgan field is the second largest, having originally contained 75 billion barrels of recoverable oil. Two supergiants have been discovered in each of the United States (East Texas and Prudhoe Bay), the Soviet Union, Mexico and Libya. There is one in each of Algeria, Venezuela and China.

Almost 300 giant fields – those containing 500 million to 5 billion barrels of recoverable oil – account for another 30% of discovered recoverable crude. Approximately 1,000 additional fields each hold from 50 million to 500 million barrels of recoverable oil and represent about 15% of the world's known oil. Thus 95% of the known recoverable crude oil is contained in less than 5% of discovered oil fields.

This pattern of oil occurrence and more than a century of petroleum development have established two principles applying to global oil resources. First, most of the world's oil is contained in a few large fields, but most fields are small. Second, average field size and the quantity of oil found per unit of drilling decrease as exploration progresses. In any oil-producing region, the large fields tend to be discovered early in the cycle of oil production. (Riva, 1987c)

Riva estimates that the world's remaining recoverable, conventional crude oil (reserves plus undiscovered resources) amounts to roughly 1,200 billion barrels. At the current production rate of about 20 billion barrels/year, that quantity of oil would last for 50 years before output became limited by the resource base. Because this oil is so unevenly distributed, however, future oil availability must be considered on a country-by-country basis to determine when and where supply constraints will appear. Riva has assessed 29 producing countries, ranked by their original recoverable oil endowment. Assuming that proved reserves will be established in the future at the statistical rate observed in past development and that the reserves/production ratio will not fall below 9 in any of these countries (a value characteristic of producing regions in their declining years), he calculated the number of years that each country could sustain its 1986 level of oil production. These results are summarized in Table 2.

Table 2: Projections of Future Oil Production Capabilities

Production Decline Begins (a)	Country	Production Potential in 2000 Compared to 1986 (b)
1987-1990	United States	Decline between 25% and 50%
	Peru	Decline between 25% and 50%
	United Kingdom	Decline greater than 50%
	Brazil	Decline between 25% and 50%
	Colombia	Decline between 25% and 50%
1991-1995	Argentina	Decline between 25% and 50%
	Egypt	Decline between 25% and 50%
	Canada	Decline less than 10%
	Soviet Union	Decline between 10% and 25%
1996-2000	Australia & New Zealand	Decline between 25% and 50%
	India	Level production
	Malaysia & Brunei	Level production
2001-2005	Ecuador *	Level production
	Oman	Level production
2006-2010	Qatar *	Level production
	Indonesia *	Level production
2021-2025	China	Level production
2026-2030	Nigeria *	2 times 1986 production
2031-2035	Algeria *	3 times 1986 production
2036-2040	Mexico	2 times 1986 production
2056-2060	Venezuela * & Trinidad	3 times 1986 production
2061-2065	Libya *	4 times 1986 production
2066-2070	Norway	2 times 1986 production
2071-2075	Tunisia	2 times 1986 production
2076-2080	United Arab Emirates *	5 times 1986 production
2091-2095	Saudi Arabia *	7 times 1986 production
2096-2100	Iran *	6 times 1986 production
2106-2110	Iraq *	5 times 1986 production
2171-2175	Kuwait *	12 times 1986 production

Notes: (a) The analysis was divided into five-year increments.

(b) For those countries which could increase output in the year 2000, the value given is not a forecast of increased production but only an indication of the level of production that could be achieved if the oil resource base calculated to exist were exploited at the maximum rate.

* Denotes a member of OPEC.

Source: Riva, 1987c, p. 16-17 and 19.

The proved remaining reserves component of the world's conventional crude oil resources is almost 700 billion barrels. The largest share of these proved reserves – nearly 58% – lies in the Middle East. In its year-end 1986 "Worldwide Report", *Oil & Gas Journal* gives the distribution of world oil reserves, as charted by EMR in Figure 9. Reserves are first characterized as OPEC or non-OPEC. The non-OPEC reserves are subdivided onto OECD, LDC and CPE reserves. OPEC holds an estimated 68.5%, or 478 billion barrels, of year-end 1986 world proved reserves of conventional crude oil; the OECD claims just 7.9%, or 55 billion barrels. Only one-fifth of world reserves lie in the non-OPEC, non-Communist world. The United States and Canada together hold less than 5% of world reserves. The North Sea holds a mere 3%, despite its current influence in world oil trade. Of particular note, the OECD countries consumed 57% of the world's oil in 1986 but held less than 8% of proved conventional oil reserves.

Within OPEC, Saudi Arabia, Kuwait, Iran and Iraq dominate; these four countries are estimated to hold 51% of the world's reserves of conventional crude and 74% of OPEC's reserves. Among non-OPEC producers, the Soviet Union and Mexico stand first and second respectively. Between them, they hold 52% of non-OPEC reserves and 16% of world crude reserves.

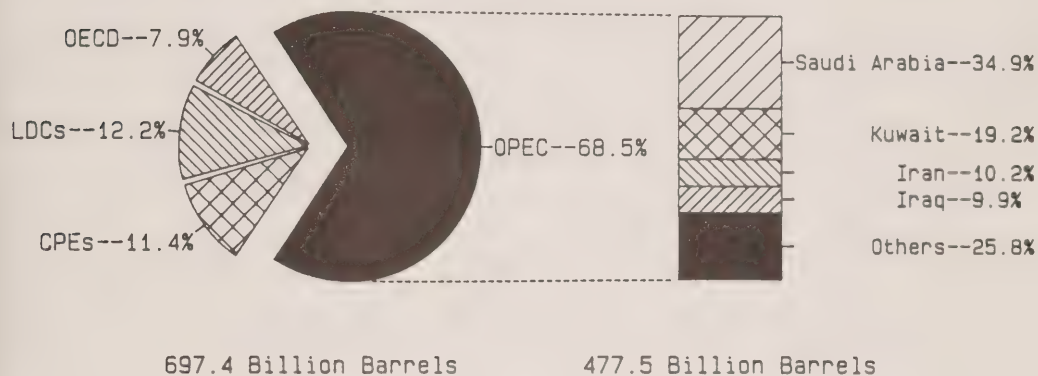
The global pattern of reserves does not match the pattern of crude oil production. Some countries are producing their reserves at high rates – notably the U.S.S.R., the United States, the United Kingdom and Canada – and other countries are producing their reserves at comparatively low rates – such as Kuwait, Saudi Arabia, Iraq and Mexico. The ratio of year-end proved reserves to production over the year is known as the reserves/production ratio (R/P ratio) and provides a measure of the longevity of current reserves. To illustrate, year-end 1986 proved reserves of crude oil in China were 18.4 billion barrels and 1986 production averaged 2.59 million barrels/day. Thus the R/P ratio was $18.4 \text{ billion} \div (2.59 \text{ million} \times 365) = 19.5/1$ (usually written simply as 19.5). Figure 10 displays reserves/production ratios for the world as a whole; for OPEC, the OECD, the LDCs and the CPEs; and for important producers within each of the country groupings.

Figure 10 reinforces the fact that OPEC is currently underproducing its crude oil reserves relative to the remainder of the world. As a group, OPEC had a reserves/production ratio of 73 at year-end 1986, whereas the OECD nations stood at 10 and the CPEs at 14. Led by Mexico, the LDCs occupy an intermediate position with an R/P ratio of 30. The world's two leading producers – the Soviet Union and the United States – have R/P ratios of 13 and 8 respectively. Saudi Arabia, the third largest producer in 1986, has an R/P ratio of 97.

Another way of looking at the world's crude oil reserves is provided in Figure 11 which plots cumulative production against remaining reserves to year-end 1985. Again the dominance of the Middle East is apparent. Although cumulative U.S. oil production still substantially exceeds that of any other country, the reserves base which remains to support future U.S. output is now quite limited.

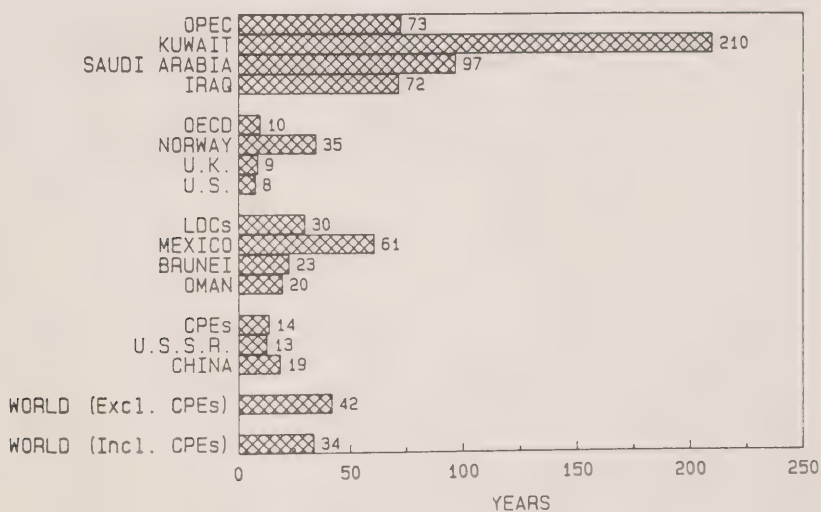
Figure 9: World Proved Oil Reserves by Geopolitical Distribution

As of January 1, 1987



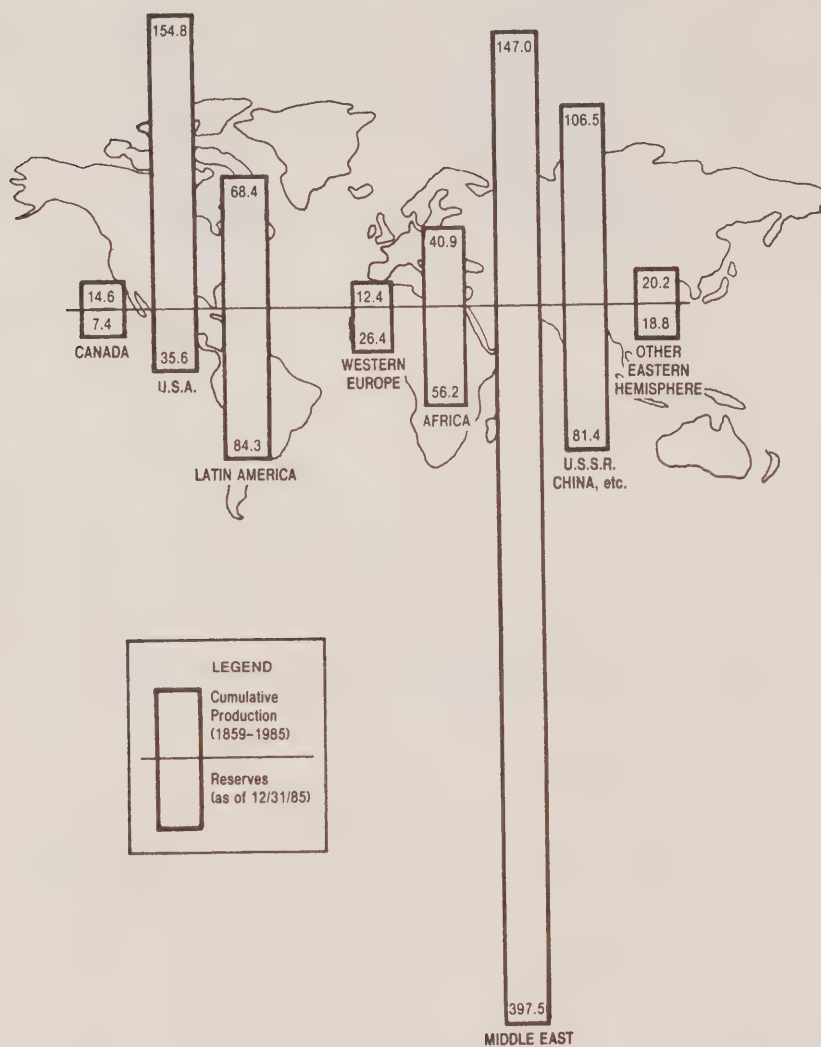
Source: EMR, 1987c, p. 19.

Figure 10: Conventional Crude Oil Reserves/Production Ratios at Year-end 1986



Source: EMR, 1987c, p. 20.

Figure 11: Cumulative Oil Production and Remaining Conventional Crude Oil Reserves by Region at Year-end 1985 (in billions of barrels)

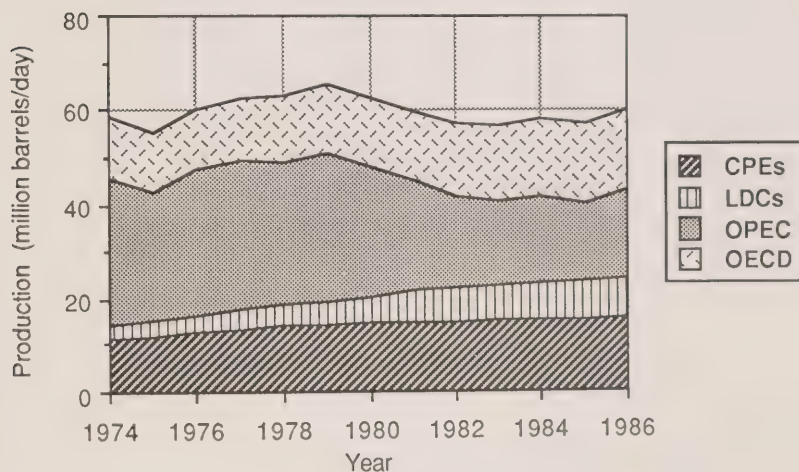


D. World Oil Production, Consumption and Trade

After decades of almost uninterrupted year-to-year increases in the production of crude oil, output fell in the early 1980s, as industrialized nations reduced consumption after the second oil price shock of 1979-80. The decline was absorbed entirely by OPEC, as production generally rose in other regions of the world.

Figure 12 displays world oil output since 1974, by geopolitical region. After dominating world production in the 1970s, OPEC saw its output fall each year from 1979 through 1985. Not until 1986, with the advent of netback pricing, did OPEC begin to reclaim its former position. Figure 13 shows these same regions by the share of world oil production they have held since 1974. Note that in Figures 12 through 15, OPEC statistics are separated from those of the remainder of the developing world.

Figure 12: World Oil Production by Geopolitical Region Since 1974



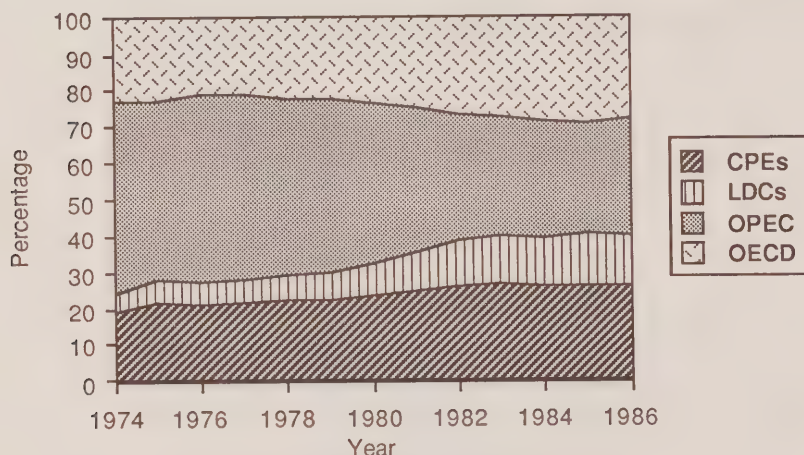
Notes: 1. Production includes natural gas liquids.

2. In this chart, OPEC production is separated from that of the other LDCs.

Source: EMR, 1987c, p. 90.

Non-OPEC sources of supply cannot indefinitely sustain the expansion achieved in the wake of the two oil price shocks. In 1973, non-OPEC/non-Communist oil output averaged 14.7 million barrels/day. By 1979, it had expanded to 17.7 million barrels/day. The second price shock further spurred non-OPEC output, which grew to 22.7 million barrels/day. But non-OPEC/non-Communist production may be nearing its peak. Low prices have compounded the problem of diminishing returns from petroleum exploration outside the Middle East. The situation is made clearer in comparing the distribution of oil production by geopolitical region, shown in Figure 13, with the distribution of conventional crude oil reserves, presented in Figure 14.

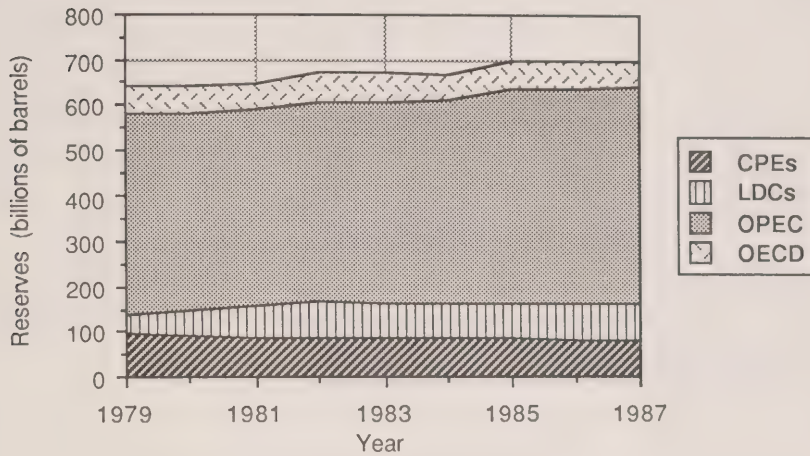
Figure 13: Share of World Oil Production by Geopolitical Region



Source: EMR, 1987c, p. 90.

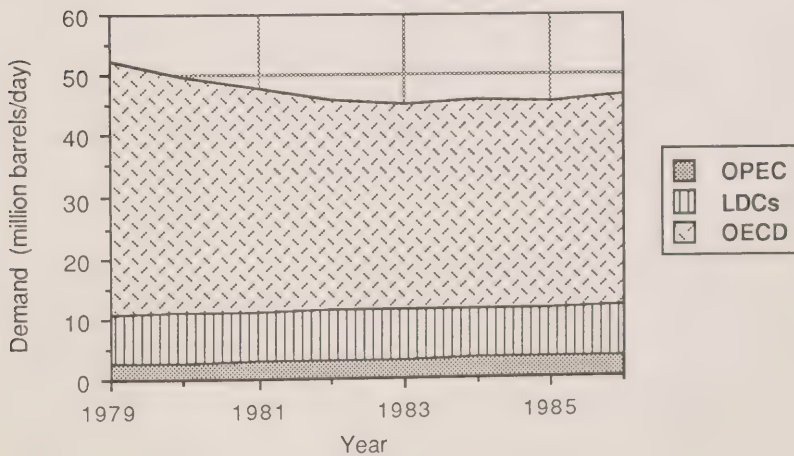
Figure 15 illustrates oil consumption in the non-Communist world since 1979. Although demand fell substantially in the industrialized nations from 1979 to 1983, it remained virtually constant in the non-OPEC developing countries and increased slowly in the OPEC states. Over this same period, there has also been a shift away from the consumption of heavy oil products towards light oil products. These trends have caused a rationalization of world refining capacity, leading to a reduction in capacity in the industrialized world and to an increase in refining complexity. Figure 16 illustrates recent trends in refining capacity by region of the world. The OECD data are subdivided into North American, Western European and Pacific components.

Figure 14: Geopolitical Distribution of Proved Crude Oil Reserves at January 1



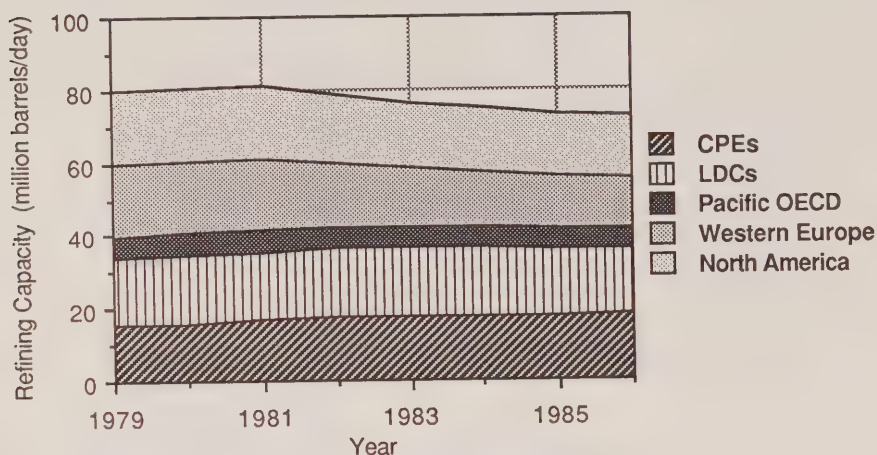
Source: EMR, 1987c, p. 90.

Figure 15: The Demand for Oil in the Non-Communist World since 1979



Source: EMR, 1987c, p. 84.

Figure 16: World Refining Capacity by Region since 1979



Notes: 1. OPEC refining capacity is included with the LDC totals.

2. OECD refining capacity is subdivided into three regional components: North America (the United States and Canada), Western Europe and the Pacific (Japan, Australia and New Zealand).

Source: EMR, 1987c, p. 101.

Refining capacity is down throughout the OECD nations, but particularly sharply in Western Europe where the decline amounts to 31% over the eight-year period shown. LDC refining capacity has remained approximately constant since 1979, whereas in the CPEs it is up by 16%. On a global basis, refining capacity is down by almost 10%, having fallen from 80.0 million barrels/day in 1979 to 72.3 million barrels/day in 1986.

Tanker transport of oil peaked in 1977 at 11.403 billion tonne-miles shipped, comprised of 10.408 billion tonne-miles of crude oil shipments and 0.995 billion tonne-miles of oil products shipping. That year, the seaborne trade of oil represented 65% of all seaborne trade, measured in tonne-miles. Thereafter, oil shipping fell continuously until 1985, when seaborne oil trade amounted to 5.157 billion tonne-miles and constituted 39% of world marine shipping. Oil trade rebounded by an estimated 16% in 1986, as OPEC's new "market share" strategy took hold. World crude oil output rose about 6% but OPEC's production was up by 16% and Middle East (long-haul) production by 25%. Oil tankering rebounded to 44% of all seaborne trade. (Tucker, 1987)

The Strait of Hormuz at the entrance to the Persian Gulf correspondingly regained some of its strategic significance. The volume of oil transiting this narrow waterway had been declining since the late 1970s and reached a low of 29% of all internationally-traded oil in 1985. Recent IEA data indicate that 35% of internationally-traded oil – 7.6 million barrels/day – moved through the Strait in 1986. Approximately 6,500 merchant vessels, mostly tankers, navigated the Strait last year, an average of one ship every 80 minutes. About 70% of this tankered oil was destined for industrial countries, down from the peak share of 74% in 1978 but up sharply from the 61% low in 1985. This surge primarily resulted from the drive by Persian Gulf producers to regain market share through netback pricing and should moderate under the new OPEC accord.

Attacks on Gulf tanker traffic by both Iran and Iraq demonstrate the vulnerability of this shipping route. Expansion of the pipeline systems bypassing the Strait of Hormuz will principally serve larger sales to European customers. Rising sales to North America and Japan will probably continue to move via this waterway.

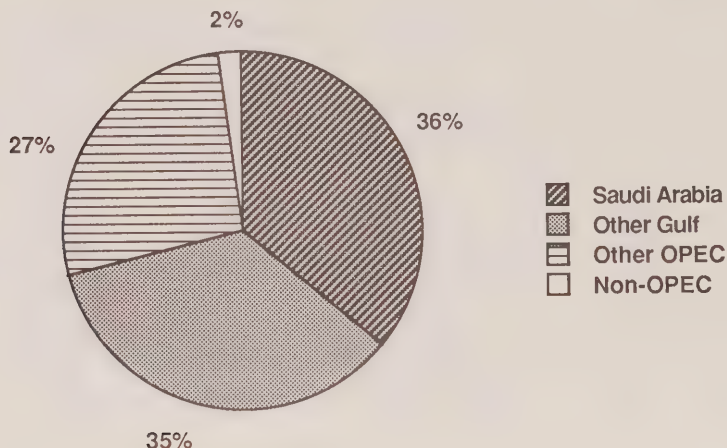
E. Oil as a Strategic Commodity

Oil has a strategic significance because of the dominant position it has attained in satisfying the world's requirements for energy, coupled with its irregular geographic distribution.

The world petroleum market is susceptible to manipulation for various reasons. OPEC controls about 68% of world conventional crude oil reserves; Saudi Arabia alone accounts for approximately one-quarter of world reserves. OPEC and the Communist bloc together hold nearly 80% of proved reserves. North America (Canada, the U.S. and Mexico) is estimated to hold only 12% of proved conventional reserves. Half of the world's total conventional reserves are considered to lie within four Middle Eastern countries, in a region wracked by the seven-year-old Gulf (Iran-Iraq) War.

A handful of Middle Eastern countries also holds most of the capacity to expand oil output in the near term. Figure 17 indicates that approximately 70% of the non-Communist world's spare oil-producing capacity – estimated recently by the U.S. Department of Energy at about 10 million barrels/day – lies in the Persian Gulf, and half of that in turn is held by Saudi Arabia. The remaining 30% is contained principally in other OPEC states. The CPEs are not included in this compilation, but there is little surplus producing capacity in the Communist bloc as the Soviet Union and China tend to lift as much oil as possible at any given time. A few non-OPEC countries such as Mexico and Norway could substantially raise their output over time by further developing their reserves, but the ability to increase production now, using facilities already in place, lies in the Persian Gulf and selected members of OPEC in other parts of the world.

Figure 17: Where the World's Non-Communist Surplus Oil Producing Capacity Lies



Note: "Other Gulf" producers include both OPEC and non-OPEC Persian Gulf states apart from Saudi Arabia. "Other OPEC" covers all OPEC members outside of the Gulf region. "Non-OPEC" includes the OECD and LDCs other than OPEC and the non-OPEC Persian Gulf producers.

Source: U.S. Department of Energy, 1987, p. 18.

The U.S. Central Intelligence Agency (CIA) regularly estimates crude oil productive capacities for each member of OPEC. At the end of 1986, the CIA estimated that OPEC's overall available capacity to produce crude oil stood at 27.2 million barrels/day, with 31% of this capability held by Saudi Arabia and 65% held by OPEC Gulf members in total. The actual OPEC December 1986 production rate was 18.1 million barrels/day, only two-thirds of available capacity. The CIA also calculated that OPEC's maximum sustainable capacity – the highest production rate that could be maintained for a period of several months – was 34.4 million barrels/day at the time. Table 3 shows the CIA estimates for year-end 1986.

In recent years, OPEC has attempted to extend its influence in the international oil business. During the 1970s, host governments nationalized most of OPEC's oil fields, relegating the petroleum companies to the role of operator. In 1970, foreign oil companies accounted for more than 95% of the equity in OPEC oil producing rights. After a decade of nationalization, in 1980, foreign oil companies held less than a 15% equity in OPEC's oil production. Hence the ability of the multinational oil companies to act as a buffer between producing and consuming countries has been reduced.

Table 3: OPEC Crude Oil Productive Capacity at Year-end 1986

Country	Capacity			Production (December 1986 rate)
	Installed	Maximum (million barrels/day)	Available	
Algeria	1,200	900	900	662
Ecuador	300	285	330	285
Gabon	250	150	185	180
Indonesia	1,800	1,650	1,650	1,188
Iran	7,000	5,500	3,400	2,200
Iraq	4,000	3,500	1,750	1,550
Kuwait	2,900	2,000	1,950	1,300
Libya	2,500	2,100	1,600	1,000
Neutral Zone	680	600	600	350
Saudi Arabia	12,500	10,000	8,500	5,000
UAE	2,550	2,415	1,550	1,201
Venezuela	2,600	2,500	2,400	1,585
Totals	41,430	34,400	27,215	18,134

Notes: 1. **Installed capacity**, or design capacity, includes all elements of the crude oil production system, including production, processing, transportation and storage. This is usually the highest capacity estimate. **Maximum sustainable capacity**, or operational capacity, is the highest production rate that can be sustained for several months. It does not necessarily reflect the maximum rate that can be maintained without damage to the reservoirs. **Available capacity**, or allowable capacity, reflects current restrictions on output (for example, an announced production ceiling, capacity lost because of the Gulf War, or the March 1987 earthquake in Ecuador which severed the pipeline link from the country's Amazon basin oil fields to a coastal terminal). For limited periods of time, available capacity can exceed sustainable capacity.

2. Neutral Zone output is shared equally by Saudi Arabia and Kuwait.

3. The estimates of maximum sustainable capacity for Iran and Iraq were those made prior to the Gulf War; the loss of capacity due to the conflict is uncertain.

Source: U.S. Central Intelligence Agency, 1987, p. 2.

The Arab oil embargo was not the first attempt to use oil as a political or strategic weapon. Germany's lack of indigenous oil supplies in World War II has been cited as an important factor in its defeat. The fact that the United States embargoed shipments of crude oil and scrap steel to Japan after war commenced in Europe apparently influenced Japan's decision to attack Pearl Harbor. South Africa has established a costly industrial capacity to produce liquid and gaseous fuels from domestic coal deposits, thereby reducing its vulnerability to oil embargos.

Since World War II, there have been six important disruptions in oil supply, three of which have caused significant dislocations in the economies of oil-consuming countries. These six disruptions include:

1. the 1951-53 Iranian Boycott;
2. the 1956-57 Suez Crisis;
3. the 1967 Six-Day War;
4. the 1973 Yom Kippur War;
5. the 1979 Iranian Revolution; and
6. the 1980 invasion of Iran by Iraq, opening the Gulf War which continues today.

The Iranian Boycott, the Suez Crisis and the Six-Day War had comparatively little effect on world oil supply and the international price of oil, although the Suez Crisis caused some hardship in Europe. In each case, the United States boosted production to help offset any oil shortfall, as did a number of other producers. In contrast, the Yom Kippur War, the Iranian Revolution and the onset of the Gulf War had major repercussions, including huge price increases.

F. The Role of the International Energy Agency

The International Energy Agency (IEA) is an autonomous body established in November 1974 within the framework of the Organization for Economic Co-operation and Development (OECD). Its headquarters are in Paris and its purpose is to implement an International Energy Program. Twenty-one of the OECD's 24 member states collaborate in this effort.

The IEA member countries are Australia, Austria, Belgium, Canada, Denmark, the Federal Republic of Germany, Greece, Ireland, Italy, Japan, Luxembourg, the Netherlands, New Zealand, Norway, Portugal, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, the United Kingdom and the United States. The OECD signatories that do not

participate in the IEA are France, Iceland and Finland.

The stated aims of the International Energy Agency are:

- 1) co-operation among IEA participating countries to reduce excessive dependence on oil through energy conservation, development of alternative energy sources and energy research and development;
- 2) maintain an information system on the international oil market as well as consultation with oil companies;
- 3) co-operation with oil producing and other oil consuming countries with a view to developing a stable international energy trade as well as the rational management and use of world energy resources in the interest of all countries; and
- 4) planning to prepare participating countries for the possibility of a major disruption in oil supplies and to share available oil in the event of an emergency.

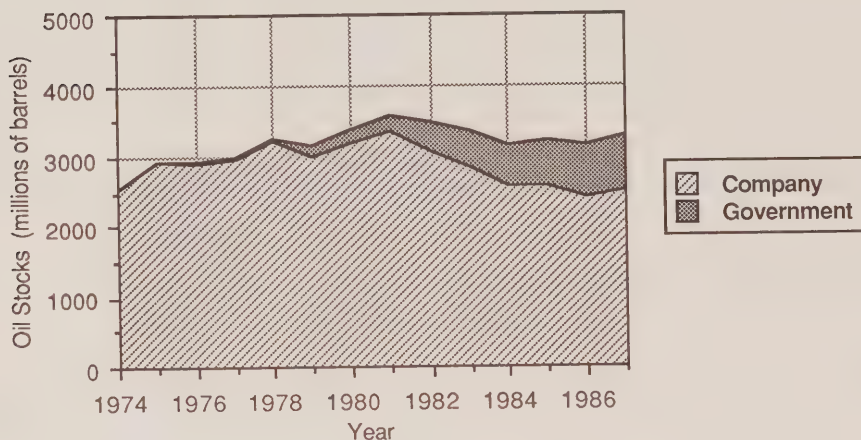
Among other provisions, participating countries agree to maintain an emergency reserve of oil sufficient to sustain consumption for at least 90 days with no net oil imports. This reserve commitment may be satisfied by maintaining oil stocks themselves, fuel switching capacity and stand-by oil production. Total oil stocks maintained by a participating country are defined to include crude oil, major products and unfinished oils held in refinery tanks, bulk terminals, pipeline tankage, barges, intercoastal tankers, oil tankers in port, inland ship bunkers, storage tank bottoms and working stocks; and oil held by large consumers as required by law or otherwise controlled by governments.

In recent years a shift has taken place in the oil stocks held by OECD countries. Since 1981, company-held stocks have generally been declining while government oil stocks have been growing larger. In effect, governments have been assuming a larger share of the burden in maintaining strategic oil stockpiles. Figures 18 and 19 provide more detail on OECD oil inventories. Figure 18 displays OECD annual opening inventories of oil since 1974, subdivided into company and government stocks. Figure 19 shows how these stocks translate into days of forward consumption, again broken down into company and government shares.

Typically about half of the OECD company-held stocks have been crude oil and the remainder petroleum products.

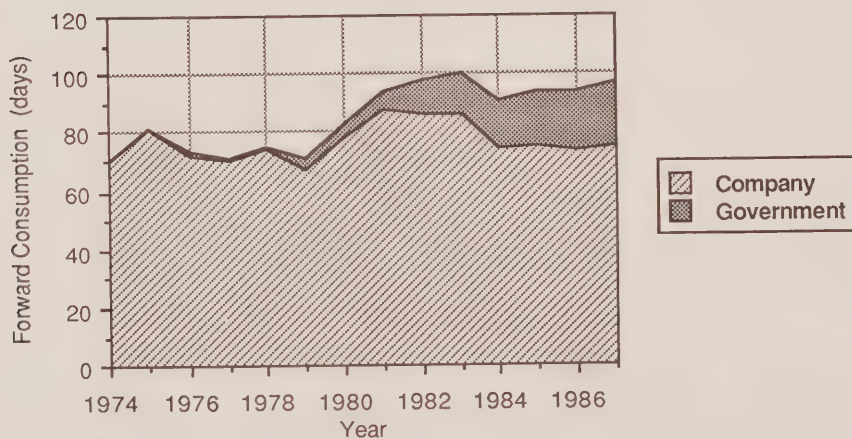
The LDCs maintain oil stocks, although these too have declined somewhat since 1981. Figure 20 shows total oil stocks held in the non-Communist world. In this illustration, the LDC inventory includes those oil stocks held by OPEC.

Figure 18: OECD Opening Annual Oil Inventories since 1974, as recorded each January 1



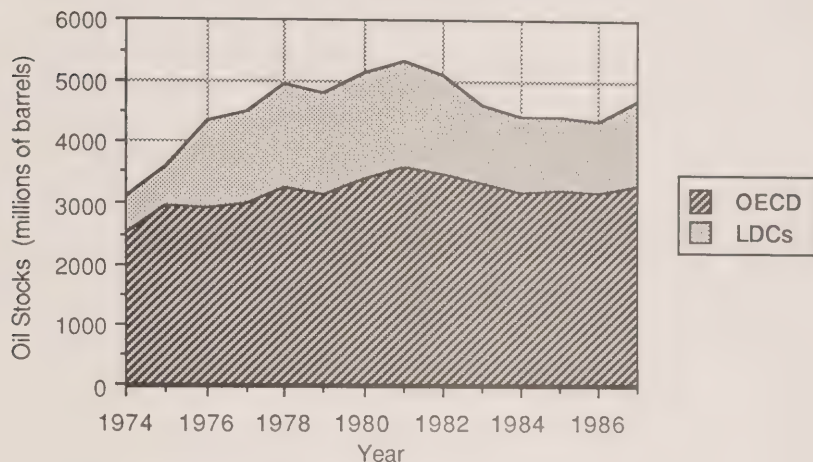
Source: EMR, 1987c, p. 96.

Figure 19: Days of Forward Oil Consumption Represented by OECD Oil Stocks



Source: EMR, 1987c, p. 96.

Figure 20: OECD and LDC Opening Annual Oil Inventories since 1974, as Recorded each January 1



Source: EMR, 1987c, p. 100.

Canada is not required under the IEA stipulations to maintain an emergency reserve because it is a net exporter of oil.

Each quarter, OECD nations report their oil "stock levels" and the number of days of forward consumption that these stocks represent. Table 4 shows an OECD accounting for October 1, 1986.

Although these are spoken of as available stocks – "stock level" equals "total stocks" held minus a 10% adjustment for "unavailable stocks" – the amount that could be drawn down in an emergency is less than suggested. This is because the reported stock levels include "working stocks", which are not normally available for use. Canada's position is especially poor in this regard. Although Table 4 indicates that Canada's stock level was equivalent to 77 days of forward consumption on October 1, 1986, EMR advised the Committee that the quantity of oil actually available for drawdown only amounts to 10-20 days of consumption, depending upon the season.

Table 4: OECD Oil Stocks as of October 1, 1986

Country	Stock Level (millions of barrels)	Days of Forward Consumption
Canada	112.9	77
United States	1,485.8	100
Japan	516.0	115
Australia	35.2	63
New Zealand	6.6	84
Austria	21.3	101
Belgium	39.6	95
Denmark	39.6	183
Finland	37.4	173
France	137.8	82
Greece	27.9	113
Ireland	5.9	63
Italy	167.1	89
Luxembourg	1.5	81
Netherlands	66.0	107
Norway	19.1	107
Portugal	17.6	93
Spain	69.6	82
Sweden	47.6	135
Switzerland	44.0	183
Turkey	14.7	36
United Kingdom	129.7	85
West Germany	269.0	130

Notes: 1. Data for Iceland are not available.

2. Stock data in the source have been converted from tonnes to barrels using the approximate factor 1 tonne of oil = 7.33 barrels of oil.

Source: EMR, personal communication.

Definitions Used in IEA Reporting of Oil Stocks

The **minimum operating requirement** is the level of stocks necessary at a given time to maintain smooth operations and avoid runouts, and below which shortages begin to appear in a defined distribution system. It is composed of unavailable stocks and working stocks, and is not normally for sale.

Unavailable stocks include oil contained in continuous transportation systems, refinery equipment and storage tank bottoms. This oil cannot be drawn down unless the facilities in which it is contained are shut down.

Working stocks are the quantities of oil over and above unavailable stocks that are necessary to keep the primary refining and distribution system functioning without operating problems and runouts. It includes oil needed to cope with operating cycles, to overcome unexpected delays or operating problems, and to smooth differences between production schedules for associated blending components. This is not a precisely measurable quantity of oil but it can be estimated on the basis of operating experience.

Potentially accessible stocks = Total stocks – Unavailable stocks – Working stocks

Potentially available stocks are estimated for the OECD countries but the data are not publicly released.

In the 1973 Arab oil embargo, certain Western nations were targetted because of their support of Israel in the Yom Kippur War. This strategy of "divide and conquer" met with some success as several industrial countries practiced a 1970s version of appeasement to avoid being embargoed by OAPEC. To prevent this happening again, the IEA participating countries have agreed to an oil allocation program activated by a specified reduction in oil supplies. If the group as a whole, or any participating country, sustains or expects to sustain a reduction in its oil supplies equal to at least 7% of its average daily rate of consumption, then each participating country agrees to restrain demand by an amount equal to 7% of its consumption and to allocate oil among the group according to certain provisions. At the present time, Canada is a net oil-exporting nation and would therefore have an obligation under these circumstances to allocate oil, directly or indirectly, to other participating countries having an allocation right.

Doubt has been expressed in some quarters about the willingness of all 21 IEA nations to participate fully in an allocation program if a serious shortfall in international oil supply occurs. During the Iranian Revolution of 1978 and subsequently at the onset of the Iran-Iraq War in 1980, the decline in non-Communist oil supply approached 7%

but did not trigger the IEA oil-sharing provisions. Thus the program remains untested by a supply emergency.

Another area of IEA collaboration is long-term co-operation on energy matters to reduce dependence on imported oil. The Standing Group on Long Term Co-operation considers national and co-operative programs in:

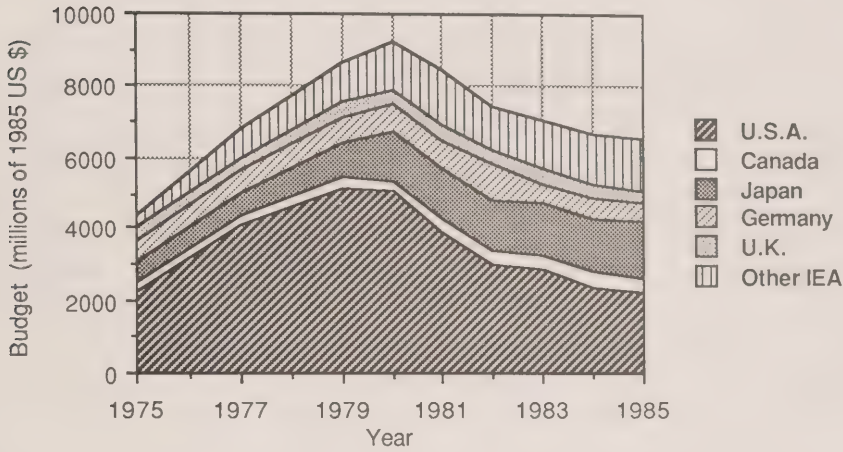
- 1) conservation of energy;
- 2) development of alternative sources of energy such as domestic oil, coal, natural gas, nuclear energy and hydro-electric power;
- 3) energy research and development, including co-operative programs on coal technology, solar energy, radioactive waste management, controlled thermonuclear fusion, the production of hydrogen from water, nuclear safety, waste heat utilization, conservation of energy, municipal and industrial waste utilization, and overall energy system analysis; and
- 4) uranium enrichment.

Unfortunately, with declining oil prices has come declining interest by most participating countries in the longer-term energy options and in energy conservation. The falling support for energy research, development and demonstration (R,D&D) is apparent in Figures 21 through 23.

Figure 21 displays government energy R,D&D budgets for the IEA countries since 1975, in constant 1985 U.S. dollars. Figure 21 shows that this spending peaked in 1980 at US\$9.24 billion and fell to US\$6.57 billion by 1985, a decrease of 29%. The U.S. alone accounts for all of this drop; other IEA nations are split in their performance. Spending on energy R,D&D is down from its 1980 values in West Germany and the United Kingdom, but up in Japan, Italy and Canada. Canada's spending on energy R,D&D reached its maximum in 1984.

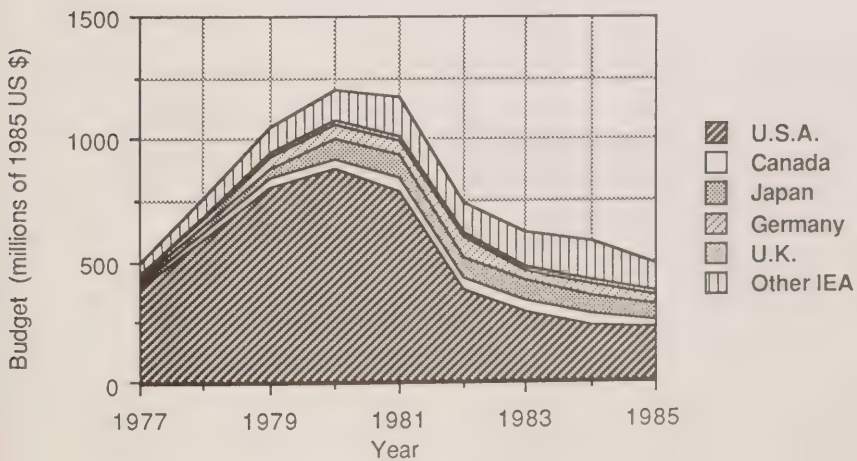
Figure 22 gives the amounts budgeted since 1977 for renewable energy R,D&D. The drop since 1980 in this component of total energy R,D&D is much larger, amounting to 60%. These statistics illustrate the waning interest in renewable energy forms given the reduced price of oil and its ready availability. The United States has dominated this decline and Canada's cutbacks have been prominent, but countries such as Japan and Sweden are also spending less. The 75% plunge in U.S. funding for renewable energy R,D&D since 1980 is particularly perplexing in view of that country's rising dependence on foreign oil. Only Belgium, Italy and the Netherlands budgeted more for renewable energy R,D&D in 1985 than they did in 1980; nevertheless, Italy's 1985 budget was just 35% of its 1984 peak. Canada's budget of US\$23.5 million in 1985 stood at only 41% of the US\$57.3 million budgeted in 1981. Total 1985 IEA budgeted expenditures for renewable energy R,D&D represented 7.4% of all IEA energy R,D&D planned spending; in 1981, they had accounted for 13.9%.

Figure 21: IEA Government Energy R,D&D Budgets in 1985 US Dollars



Source: IEA, 1986, p. 52.

Figure 22: IEA Government Budgets for Renewable Energy R,D&D in 1985 US Dollars



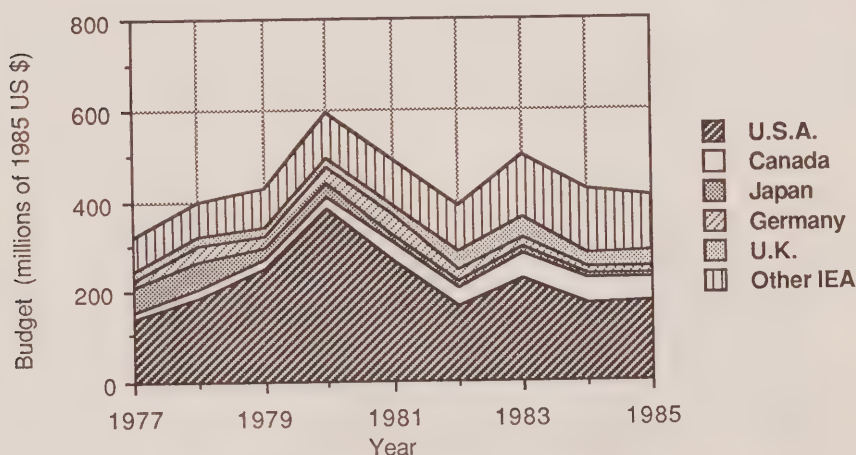
Source: IEA, 1986, p. 125.

Figure 23 shows the decline in IEA budgeted spending on conservation R,D&D. Down 31% since 1980, the reduction is comparable to that in total energy R,D&D. Most of the participating countries have been affected, although Canada, the United Kingdom, Italy and the Netherlands are above their 1980 budget levels. Canada's 1985 conservation R,D&D budget at US\$50.4 million was near the 1984 peak of US\$54.8 million.

Conservation R,D&D claimed 6.5% of the total IEA energy R,D&D budget in 1980 and 6.2% in 1985. In other words, IEA participating countries spent 16 times as much on other aspects of energy R,D&D in 1985 as they were willing to spend on conservation. Japan's behaviour is extraordinary; according to the IEA data, this energy deficient nation reduced its spending on conservation R,D&D from US\$55.9 million in 1977 to US\$12.3 million in 1985. Given the generally accepted point of view that spending on energy conservation is one of the most cost-efficient approaches to balancing energy supply and demand, this preponderance of spending on the supply side of the energy budget is difficult to understand.

In assessing the data contained in Figures 21 through 23, the reader should keep in mind that exchange rate fluctuations over this period have at times been considerable.

Figure 23: IEA Government Budgets for Conservation R,D&D in 1985 US Dollars



Source: IEA, 1986, p. 119.

THE UNITED STATES: OIL PRODUCER IN DECLINE

A. U.S. Energy Supply and Demand

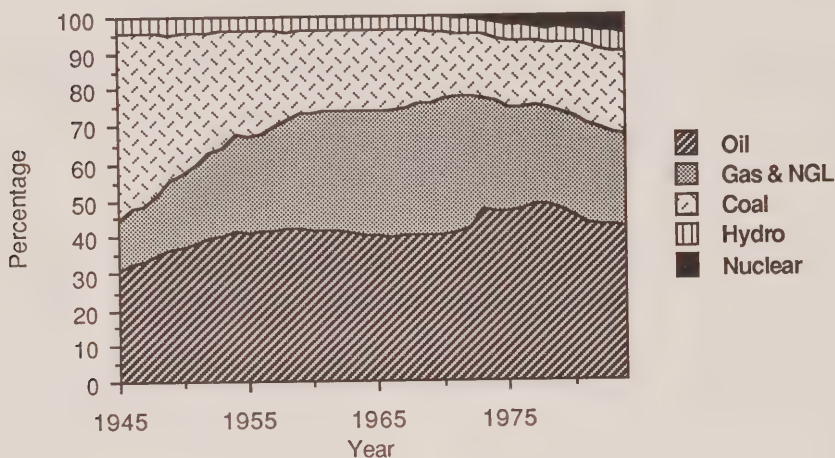
In common with other industrialized countries, the U.S. energy system has experienced a profound transition in the twentieth century. Coal, commercially mined in the United States for two and one-half centuries, was the major fuel during the industrial transformation of the late nineteenth century. As recently as 1945, coal satisfied half of the domestic demand for primary energy.

In the decade following World War II, consumption of coal fell sharply as crude oil and natural gas moved in tandem to supplant its use. From a 51% share of primary energy demand in 1945, coal fell to 29% in 1955. Figure 24 displays the evolution in U.S. primary energy demand since 1945. In 1984, crude oil satisfied 42.1% of primary energy demand; natural gas and NGL accounted for 24.6%; coal for 23.3%; hydro-electricity for 5.2%; and nuclear-electricity for 4.8%. Note that Figure 24 excludes the consumption of fuelwood (which has accounted for less than 5% of U.S. energy use throughout the postwar period); the chart displays relative shifts in the consumption of oil, gas, coal and primary electricity.

Natural gas continues to be the fuel most readily substitutable for oil in the United States. Although U.S. gas resources are considered to be larger than those of conventional oil, the recent collapse in world oil prices reduced petroleum drilling activity and new gas reserves are not being established at a rate commensurate with the anticipated growth in demand for this fuel. The National Petroleum Council claims that excessive regulation of the natural gas sector has worked against the efficient production, transportation and use of this resource.

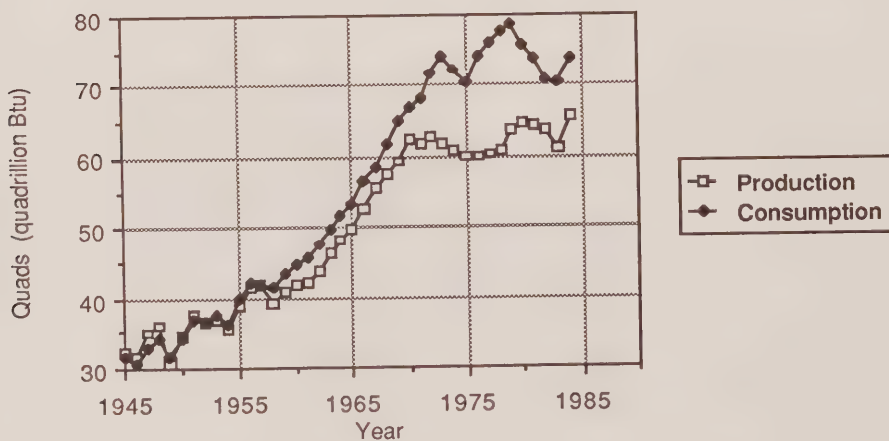
Despite increasing efficiency in energy use, the United States continues to consume substantially more energy than it produces. This inability to match energy demand with supply is displayed in Figure 25. U.S. energy supply and demand were roughly in balance until domestic oil output peaked in 1970 and a gap quickly developed. The shortfall in energy supply may become more pronounced in the future. Conventional crude oil output is almost certainly on its way down; future natural gas production has been hurt by low prices, short-term excess producing capability and a complicated regulatory regime; the prime hydro-electric sites in the United States have been exploited; and the nuclear-electric power program is in disarray. Only coal seems in a strong position among the conventional energy forms to increase its share of the energy market, and even here the environmental concerns stemming from expanded coal use, particularly with respect to acid rain, are mounting.

Figure 24: U.S. Primary Energy Consumption by Fuel Share Since 1945



Source: DeGolyer and MacNaughton, 1985, p. 107.

Figure 25: The Production and Consumption of Primary Energy in the United States



Source: DeGolyer and MacNaughton, 1985, p. 106-107.

There are no easy solutions to present U.S. energy difficulties. A growing unease over American energy prospects is reflected in recent studies. The United States has traditionally been, and will continue to be in the foreseeable future, Canada's principal trading partner, in energy and in other goods. Therefore, energy problems affecting the United States have their repercussions in Canada.

B. U.S. Oil Resources and Reserves

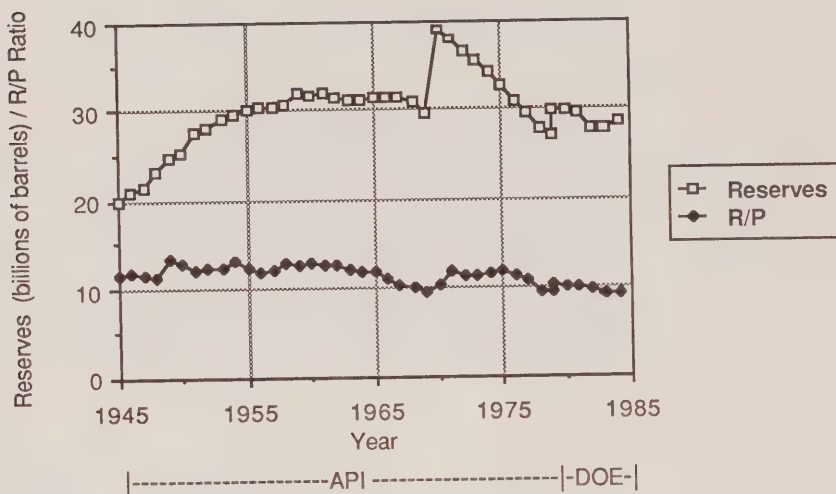
U.S. proved reserves of conventional crude oil grew after World War II to a year-end 1961 value of 31.8 billion barrels. The corresponding reserves/production ratio at that time was 12.6. During the 1960s, proved reserves began a slow decline until the addition of 9.6 billion barrels at Prudhoe Bay on Alaska's North Slope in 1970, boosting U.S. conventional crude reserves to 39.0 billion barrels. Since then, the decline in reserves has resumed and year-end 1986 reserves were estimated at 24.6 billion barrels, with a reserves/production ratio of approximately 8. This represented less than 4% of world proved reserves of conventional crude oil.

Figure 26 shows the evolution in both U.S. conventional crude oil reserves and the reserves/production ratio since 1945. The abrupt 1970 rise in reserves reflects the inclusion of Prudhoe Bay oil. The subsequent decline was temporarily arrested in the early 1980s, as higher prices for oil in the wake of the second price shock prompted increased drilling activity. Four states – Texas, Alaska, California and Louisiana – hold more than 80% of total U.S. reserves. The reserves/production ratio has been slowly falling as the United States moves along the declining side of the conventional oil production curve.

Until 1979, the American Petroleum Institute estimated proved reserves of conventional crude oil. Beginning in 1979, the Department of Energy assumed this function, using a new basis for reserves estimation. The two statistical series overlap for the year 1979: the lower 1979 values on both curves in Figure 26 are API estimates; the upper values are DOE estimates.

Figure 27 compares yearly crude oil output with annual reserve additions in the United States since the end of World War II. Prior to 1960, reserve additions consistently exceeded production and conventional crude oil reserves grew. Thereafter, output typically exceeded reserve additions – with the notable exception of 1970 – and crude oil reserves have been declining. Texas leads in production, supplying more than one-quarter of all U.S. crude oil. Alaska provides one-fifth of domestic supply, Louisiana about one-sixth and California one-eighth. Together they account for 85% of American crude oil output.

Figure 26: U.S. Conventional Crude Oil Reserves and the R/P Ratio since 1945



Notes: 1. Both reserves (in billions of barrels) and the reserves/production ratio are read on the left-hand scale.

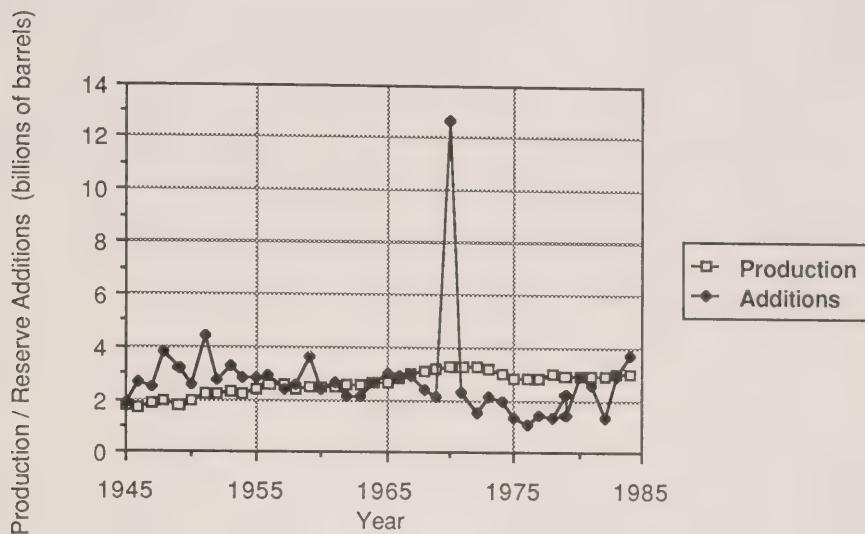
2. The API reserve estimates and corresponding R/P values cover the period 1945 through 1979 (lower value on both curves); the DOE reserve estimates and R/P values cover the period 1979 through 1984. (upper value on both curves)

Source: DeGolyer and MacNaughton, 1985, p. 18.

Over the period 1971-1985, the U.S. petroleum industry added 34.7 billion barrels to conventional crude reserves. During that same span of time, however, production totalled more than 45 billion barrels, leading to a 10-billion-barrel decline in proved reserves. Today's reduced oil prices and diminished drilling activity will result in even lower reserve additions.

The close relationship between petroleum drilling activity and reserve additions of crude oil and natural gas is indicated in Figure 28, which compares total annual reserve additions of oil and gas, expressed in billions of barrels of oil equivalent, with the total number of wells drilled per year. The downturn in 1986 drilling and reserve additions is already being reflected in U.S. crude oil production.

Figure 27: U.S. Annual Crude Oil Production and Reserve Additions since 1945



Notes: 1. Both crude oil production and reserve additions are read on the left-hand scale in billions of barrels.

2. The 1970 spike in reserve additions includes the 9.6 billion barrels booked for Prudhoe Bay.

3. The lower 1979 value for reserve additions is an API estimate; the upper value is a DOE estimate.

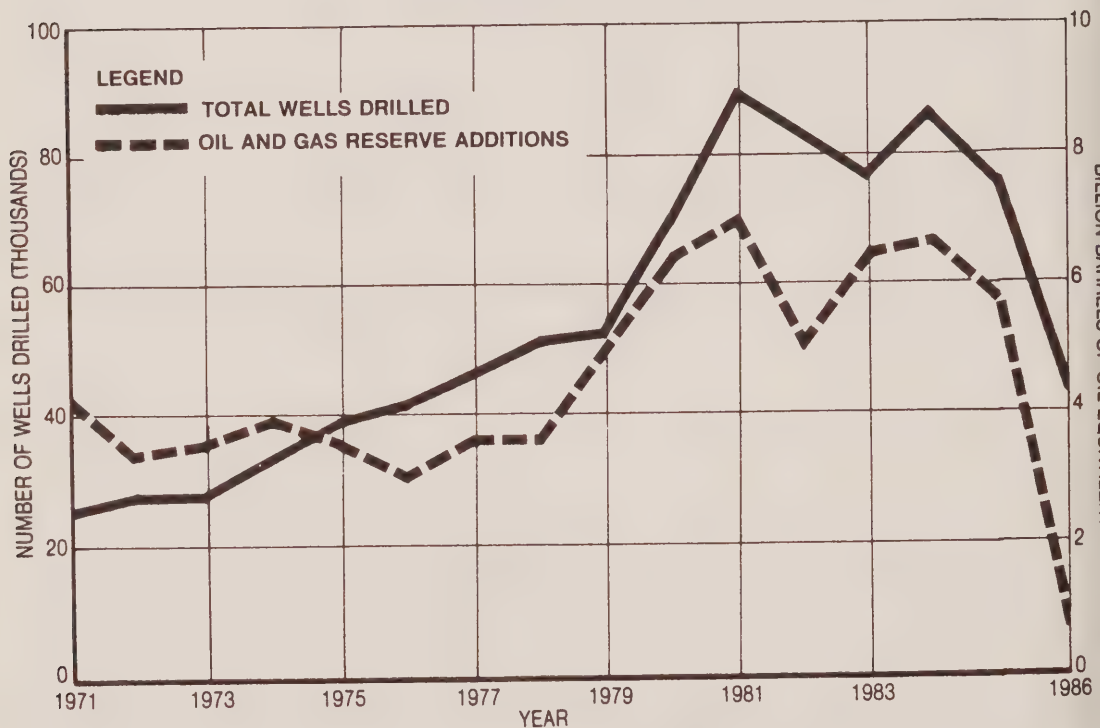
Source: DeGolyer and MacNaughton, 1985, p. 18.

The U.S. petroleum industry argues that federal environmental policies and restrictions on access to federal lands, such as those of Alaska's Arctic National Wildlife Refuge (ANWR), are preventing oil companies from developing larger quantities of reserves. The ANWR is a 19-million-acre region of Alaska's North Slope lying to the east of the supergiant Prudhoe Bay field. The huge Marsh Creek anticline underlying the ANWR coastal plain is regarded as the most promising undrilled geologic structure remaining within the United States. Environmentalists argue that the migratory Porcupine caribou herd uses the entire ANWR coastal plain as calving grounds. This herd, estimated to contain 180,000 caribou, ranges over almost 100,000 square miles of northeast Alaska and northwest Canada. Industry representatives contend that petroleum development of all prospective regions of the coastal plain would modify less than 1% of this area. The U.S. Fish and Wildlife Service, together

with the U.S. Geological Survey and the Bureau of Land Management, conducted a six-year study of the ANWR coastal plain, including an evaluation of the potential impact of petroleum development on the caribou herd. The study concluded that no appreciable decline in caribou population is anticipated as a result of oil development. The study also reported that the average estimate of oil in place was 13.8 billion barrels and of natural gas in place was 31.3 trillion cubic feet. The average estimate for recoverable reserves of crude oil was 3.2 billion barrels.

While it does seem that the nation's best remaining drilling prospects lie in the ANWR and in California's offshore area, it is also apparent that the prospects of finding large deposits of conventional crude oil in the future are diminishing.

Figure 28: U.S. Oil and Gas Reserve Additions Versus Drilling Activity



Source: U.S. National Petroleum Council, 1987, p. 88.

Apart from its reserves of conventional crude oil, the United States contains large deposits of nonconventional oil. An estimated 1.3% of the world's bitumen resource – amounting to about 43 billion barrels of bitumen in place – lies in the U.S. Roughly 10% of the world's nonconventional heavy oil is estimated to reside in the U.S. This resource is set at 90 billion barrels, of which about 18 billion barrels is considered recoverable in known fields and 10 billion barrels has already been produced. (Meyer and Schenk, 1985)

Dominating nonconventional U.S. oil resources, however, are oil shale deposits. A recent estimate of the total quantity of shale oil contained in these deposits is approximately 1.6 trillion barrels. No oil shale deposits are currently classified as reserves in the United States because their economic exploitation remains in question. (WEC, 1986, p. 61-63)

C. U.S. Oil Production and Consumption

The United States is the world's second largest oil (crude and NGL) producer, but it is also the largest consumer. The per capita consumption of all oils in the U.S. averaged 24.4 barrels in 1984, down from the peak of 31.0 barrels per person in 1978 (DeGolyer and MacNaughton, 1986, p.101). During 1986, average output of about 8.8 million barrels/day was derived from almost 640,000 wells. Viewed another way, 72% of the world's oil wells produced 16% of the world's oil last year, indicating the intensity of exploration and the maturity of the oil industry in the United States.

The United States holds only 4% of global conventional crude oil reserves to support this level of output. Although the reserves/production ratio for crude oil has fallen to about 8, the industry has continued to function with a reserves/production ratio less than 15 throughout most of this century.

Almost 150 billion barrels of crude oil has been produced in the United States since 1859, but conventional recovery technology has left more than 300 billion barrels in the ground. This cumulative average recovery of less than one-third of the oil originally in place can be improved upon by employing methods of enhanced oil recovery (EOR) – about 30 billion barrels of this oil remaining in place is estimated to be potentially recoverable using current and advanced EOR technology. However, at today's oil prices, many EOR projects are not profitable.

Table 5 illustrates why low oil prices are so damaging to the U.S. petroleum industry and why Middle East producers can use price, if they choose, to undercut American petroleum development. The United States has drilled more than 85% of the non-Communist world's currently producing oil wells. As Table 5 reveals, the wells of the Middle East are far more prolific producers, averaging about 3,100 barrels of daily output per well versus 14 barrels per day in the U.S. The discrepancy is even more striking in the case of Saudi Arabia. The Ghawar field in Saudi Arabia, the world's

Figure 30 is based on two oil price trends used by the NPC in its analysis of future U.S. oil supply and demand. The upper price trend starts at US\$18 per barrel in 1986 and rises at a real rate of 5% per year to US\$36 in the year 2000. The lower price trend starts at US\$12 per barrel in 1986 and increases at a real rate of 4% annually to US\$21 in 2000. The gap between U.S. oil demand and domestic supply was then projected by the NPC for these two pricing cases. In the high price case, the shortfall in domestic oil supply grows from the 1985 actual value of 4.2 million barrels/day to the projected 2000 value of 9.1 million barrels/day. Net imports of crude oil and products as a percentage of domestic oil demand correspondingly rise from 27% in 1985 to 52% in 2000. In the low price case – which promotes demand while inhibiting supply – net imports of crude oil and products rise to 13.6 million barrels/day by the turn of the century; imports grow to a 68% share of domestic use. (U.S. National Petroleum Council, 1987) In 1973, at the time of the Arab oil embargo, net oil imports represented about 35% of U.S. oil consumption.

In 1985, stripper wells (wells producing less than 10 barrels of oil daily) accounted for approximately 17% of U.S. oil output – 1.3 million barrels/day out of a total 7.6 million barrels/day of crude production. Average daily output from each of the 460,000 stripper wells was less than 3 barrels, compared with an average nonstripper well production rate of 45 barrels/day. These low-volume wells tend to have high per-barrel production costs and consequently are particularly vulnerable to falling oil prices.

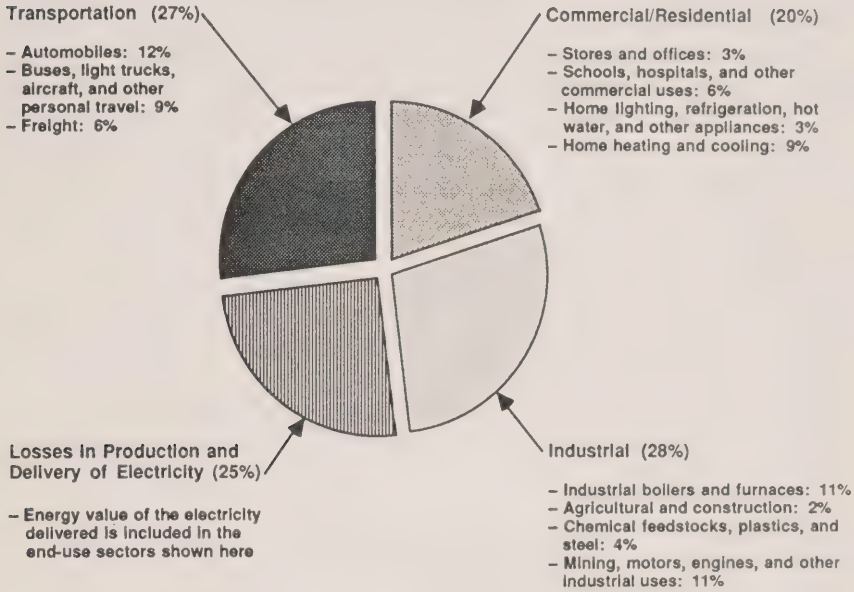
The U.S. Interstate Oil Compact Commission (IOCC) has estimated stripper well production losses at various oil prices. At a price of US\$10 per barrel, the IOCC calculates a production loss of 638,000 barrels/day; at US\$15 per barrel, 277,000 barrels/day; and at US\$20 per barrel, 107,000 barrels/day. Stripper well production is concentrated in Texas, Oklahoma, California and Kansas.

The effect of the price slump on U.S. oil output is evident in production statistics. Figure 31 compares U.S. domestic oil supply (crude oil and NGL) in the first half of 1987 with that of the same period in 1986. Falling oil prices in 1986 forced down supply as uneconomic production was shut in or abandoned. In 1987, a partial price recovery is reflected in a marginal increase in supply. The companion to reduced supply is increased imports. Figure 32 compares imports of crude oil and products in the first half of 1987 with imports during the comparable period of 1986. The increased level of import this year is superimposed on the regular seasonal fluctuation.

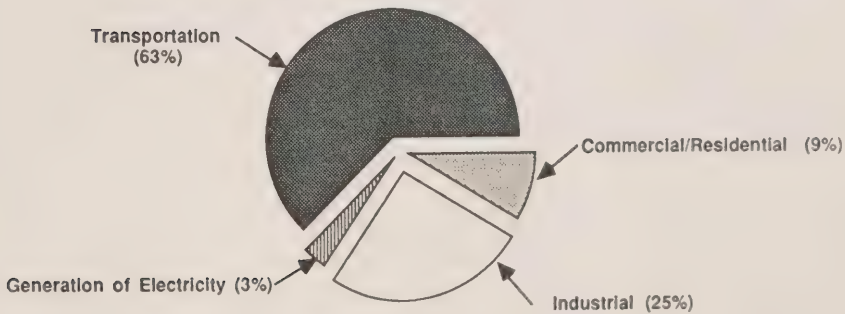
The Department of Energy has projected future oil production (crude oil and NGL) from the "lower 48" states (excluding Alaska) under both the high-price and low-price cases, and the results are shown in Figure 33. Future U.S. oil production drops more rapidly in the low price case as oil exploration and development activity is depressed and future reserve additions are smaller. Even in the high-price case, however, U.S. oil output continues a slow decline.

Figure 29: U.S. Consumption of Primary Energy and of Oil by Sector

Consumption of all U.S. primary energy broke down like this in 1985:



... and this is how oil consumption was divided among the major sectors:



D. Low Prices and Future Oil Availability

Figure 30 illustrates the degree to which the U.S. oil supply-demand situation is predicated on the future price of oil. This price sensitivity is a function of the aging of the American oil industry. Most of the United States has been extensively explored for petroleum and production is currently being sustained from the output of a very large number of low-production wells. As noted earlier, 640,000 wells contribute an average daily output of about 14 barrels per well. Last year the Soviet Union, the world's largest producer, achieved 12.3 million barrels/day of output from 130,000 wells, an average daily production rate of 95 barrels per well. Kuwait produced 1.2 million barrels/day from 363 wells, an average daily output of 3,305 barrels per well. In short, Middle East producers can underprice virtually all of U.S. oil production because of their much higher well productivities.

Figure 30: U.S. Oil Demand and Domestic Supply, 1970-2000

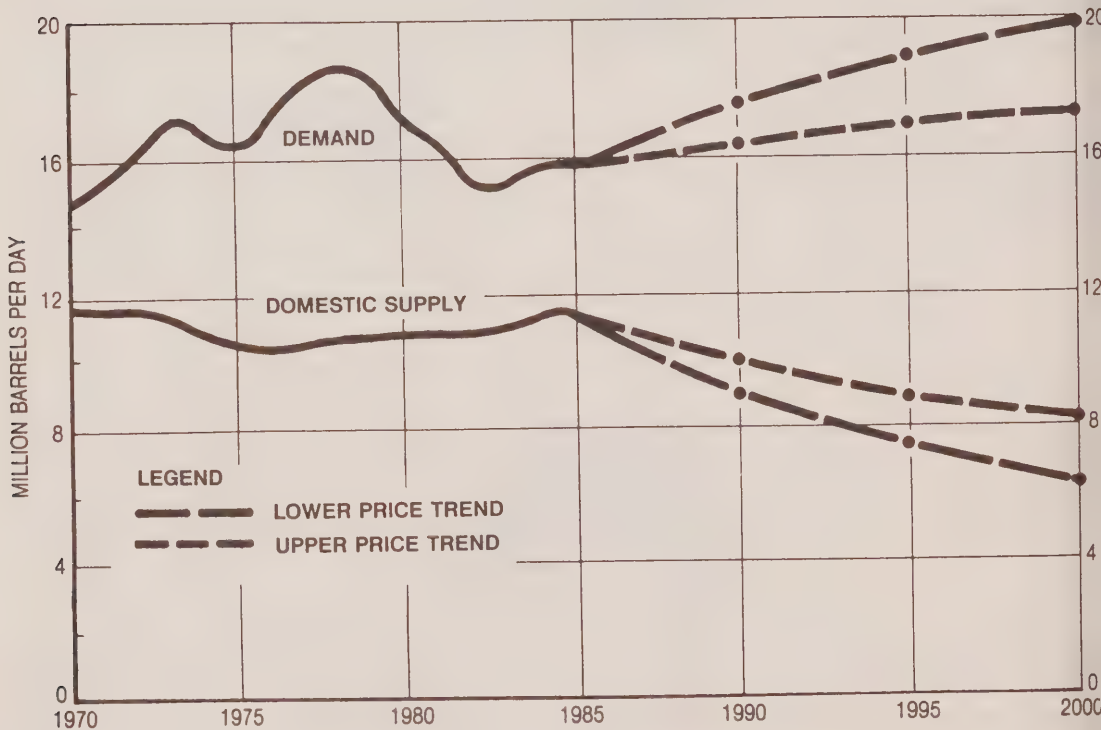


Figure 29 is based on two oil price trends used by the NPC in its analysis of future U.S. oil supply and demand. The upper price trend starts at US\$18 per barrel in 1986 and rises at a real rate of 5% per year to US\$36 in the year 2000. The lower price trend starts at US\$12 per barrel in 1986 and increases at a real rate of 4% annually to US\$21 in 2000. The gap between U.S. oil demand and domestic supply was then projected by the NPC for these two pricing cases. In the high price case, the shortfall in domestic oil supply grows from the 1985 actual value of 4.2 million barrels/day to the projected 2000 value of 9.1 million barrels/day. Net imports of crude oil and products as a percentage of domestic oil demand correspondingly rise from 27% in 1985 to 52% in 2000. In the low price case – which promotes demand while inhibiting supply – net imports of crude oil and products rise to 13.6 million barrels/day by the turn of the century; imports grow to a 68% share of domestic use. (U.S. National Petroleum Council, 1987) In 1973, at the time of the Arab oil embargo, net oil imports represented about 35% of U.S. oil consumption.

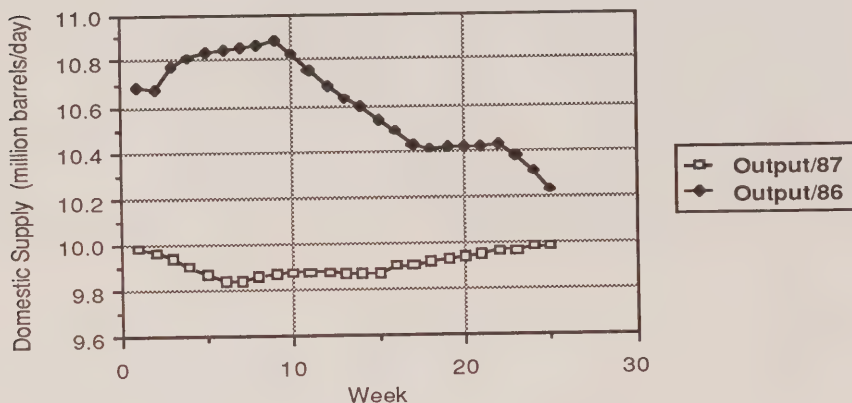
In 1985, stripper wells (wells producing less than 10 barrels of oil daily) accounted for approximately 17% of U.S. oil output – 1.3 million barrels/day out of a total 7.6 million barrels/day of crude production. Average daily output from each of the 460,000 stripper wells was less than 3 barrels, compared with an average nonstripper well production rate of 45 barrels/day. These low-volume wells tend to have high per-barrel production costs and consequently are particularly vulnerable to falling oil prices.

The U.S. Interstate Oil Compact Commission (IOCC) has estimated stripper well production losses at various oil prices. At a price of US\$10 per barrel, the IOCC calculates a production loss of 638,000 barrels/day; at US\$15 per barrel, 277,000 barrels/day; and at US\$20 per barrel, 107,000 barrels/day. Stripper well production is concentrated in Texas, Oklahoma, California and Kansas.

The effect of the price slump on U.S. oil output is evident in production statistics. Figure 30 compares U.S. domestic oil supply (crude oil and NGL) in the first half of 1987 with that of the same period in 1986. Falling oil prices in 1986 forced down supply as uneconomic production was shut in or abandoned. In 1987, a partial price recovery is reflected in a marginal increase in supply. The companion to reduced supply is increased imports. Figure 31 compares imports of crude oil and products in the first half of 1987 with imports during the comparable period of 1986. The increased level of import this year is superimposed on the regular seasonal fluctuation.

The Department of Energy has projected future oil production (crude oil and NGL) from the "lower 48" states (excluding Alaska) under both the high-price and low-price cases, and the results are shown in Figure 32. Future U.S. oil production drops more rapidly in the low price case as oil exploration and development activity is depressed and future reserve additions are smaller. Even in the high-price case, however, U.S. oil output continues a slow decline.

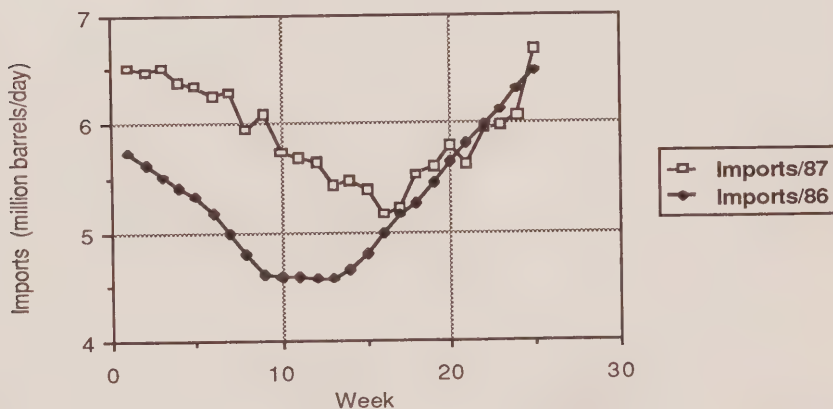
Figure 31: U.S. Domestic Oil Supply in 1987 Compared with 1986



Note: Supply includes both crude oil and NGL.

Source: "Industry Scoreboard", *Oil & Gas Journal*, various issues, 1986 and 1987.

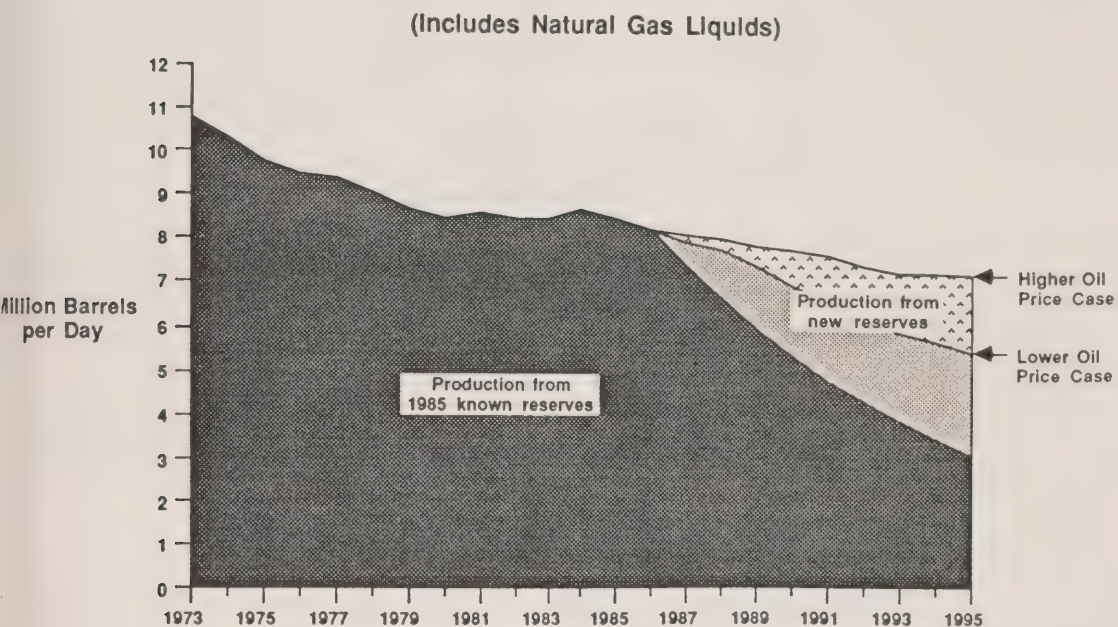
Figure 32: U.S. Oil Imports in 1987 Compared with 1986



Note: Imports include crude oil and products.

Source: "Industry Scoreboard", *Oil & Gas Journal*, various issues, 1986 and 1987.

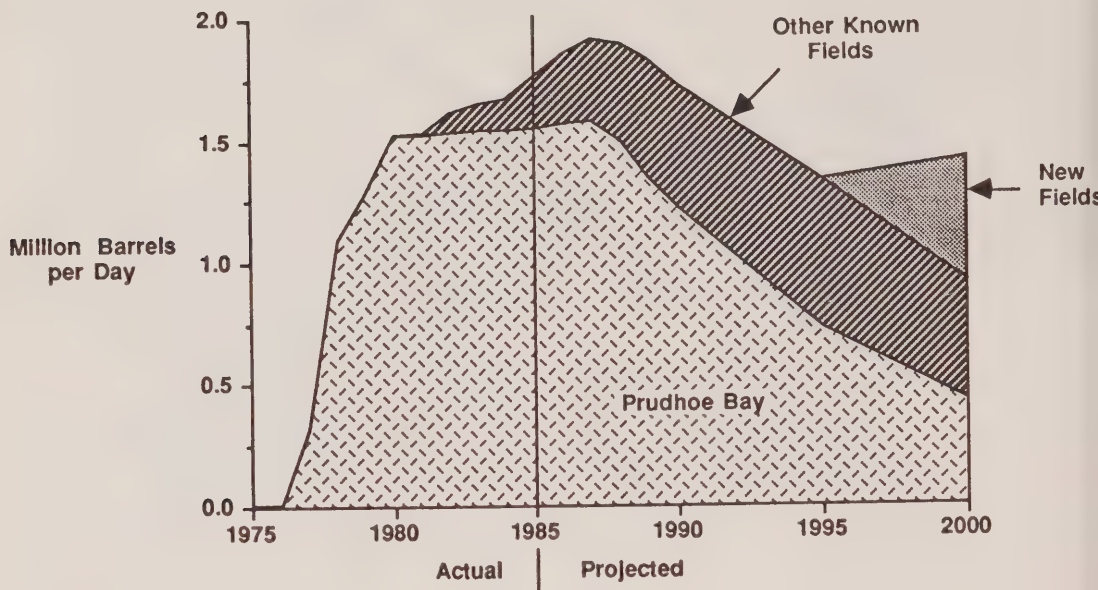
Figure 33: Projected Oil Production in the Lower 48 States



Source: U.S. Department of Energy, 1987, p. 64.

Alaskan North Slope oil output is charted separately in Figure 34, showing the coming drop in Prudhoe Bay production. Mature production at Prudhoe Bay has been about 1.5 million barrels/day but, beginning in 1988, liftings from this supergiant field will begin their decline. By the mid-1990s, Prudhoe Bay oil will be flowing at only half of its present volume; at the end of the century, output is projected to fall below 0.5 million barrels/day. Production from other known fields on the North Slope can offset only a fraction of this loss. If petroleum exploration and development is allowed in the ANWR, there is the possibility of a resurgence in North Slope production by the turn of the century.

Figure 34: Projected Alaskan North Slope Oil Production



Notes: 1. "Other Known Fields" include Kuparuk, Milne Point, NGL Project, Gwydyr Bay, Point Thompson, Seal Island and West Sak.

2. "New Fields" includes potential development of the Arctic National Wildlife Refuge.

Source: U.S. Department of Energy, 1987, p. 65.

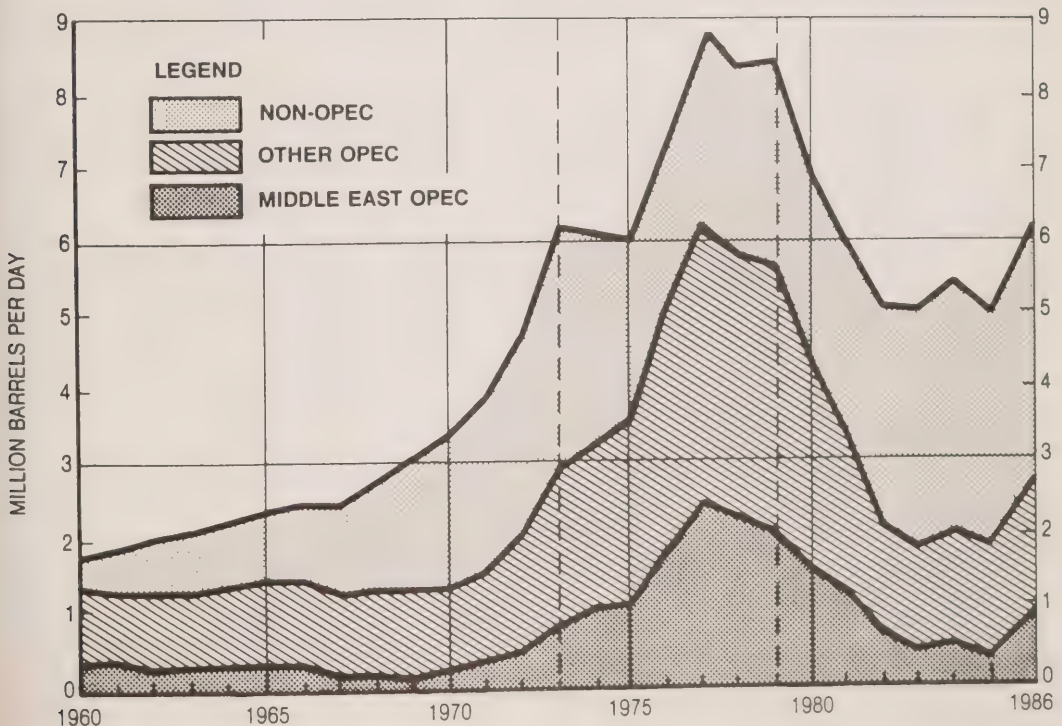
E. The Implications of Rising Imports

At the time of the Arab oil embargo, which began in October 1973, U.S. imports of crude oil and products had risen to more than 6 million barrels/day and represented approximately 37% of U.S. oil consumption. These imports were split about equally between OPEC and non-OPEC sources. Canada was the single largest supplier of oil to the United States and provided more crude in 1973 (about 1 million barrels/day) than all of the Middle East suppliers combined (about 0.8 million barrels/day).

U.S. imports of crude oil and refined products peaked in 1977, at 8.8 million barrels/day or 47% of U.S. requirements. By that time, OPEC was supplying almost 70% of U.S. import needs, equivalent to one-third of total American oil consumption. Imports of crude oil and products subsequently bottomed in 1985 at 5 million barrels/day, or approximately 32% of total oil requirements. With the abrupt price drop of 1986, domestic oil output was curtailed and consumption increased due to the reduced cost of oil. Imports of crude oil and products increased to 6.1 million barrels/day in 1986 and import dependence rose to 37%. Both of these numbers are almost identical with their 1973 pre-embargo values. OPEC producers supplied approximately 45% (2.8 million barrels/day) of U.S. imports in 1986.

Figures 35 and 36 illustrate the fluctuating U.S. import position since 1960. The first chart portrays import dependence by source of the oil – Middle East OPEC, Other OPEC and Non-OPEC – and by quantity imported. The second chart shows import dependence again by source but also as a percentage of total U.S. oil requirements.

Figure 35: U.S. Imports of Crude Oil and Refined Products by Source

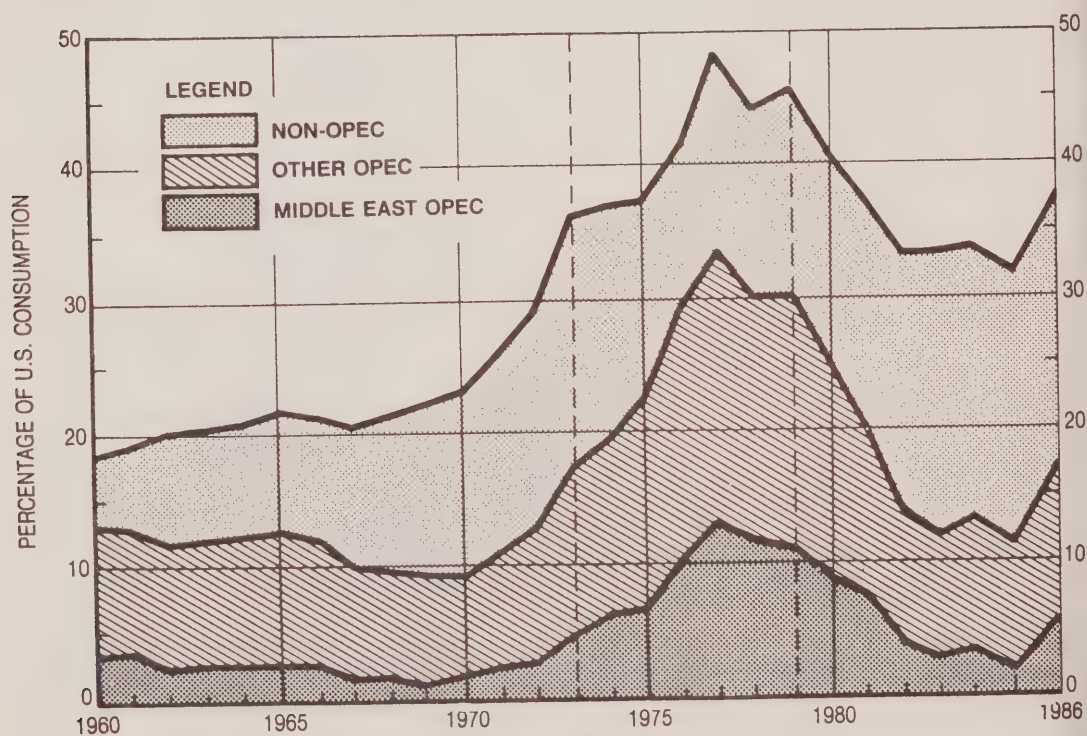


Source: U.S. National Petroleum Council, 1987, p. 36.

During 1986, Mexico and Saudi Arabia were the leading crude oil suppliers to the United States, each satisfying about 15% of American import needs. Canada stood third, providing about 13%. (In the latter part of 1986, Canada was the largest combined supplier of crude oil and products.) Venezuela and Nigeria each provided about 10% of U.S. imports. The United Kingdom was the sixth largest supplier last year, providing 8%, and Indonesia was seventh at 7%.

Thus four of the seven leading exporters to the United States in 1986 were members of OPEC and those four provided 42% of U.S. imports. Of the remaining three, Canada and the United Kingdom face declining production and will recede in importance as U.S. suppliers. Mexico has the reserves base to expand production, perhaps to twice its present rate, but may lack the financial resources as it struggles with its enormous burden of foreign debt. Among other non-OPEC producers, only Norway appears to have the capability to substantially raise its output. Even if Mexico and Norway doubled their current rates of production, however, that increase would cover only about half of the projected decline among other non-OPEC producers.

Figure 36: U.S. Imports of Crude Oil and Refined Products as a Percentage of Use



Source: U.S. National Petroleum Council, 1987, p. 36.

The United States faces increasing imports of foreign oil, with OPEC claiming an increasing share of the imports. Barring some dramatic action, the United States will see its imports of OPEC oil rise to unprecedented levels in the remainder of this century. At present the U.S. energy system is more resilient and less vulnerable to oil supply disruptions than it was in 1973, because of its Strategic Petroleum Reserve (SPR), because of an increased domestic capability for fuel switching, and because of the greater diversity in non-OPEC sources of oil supply. Non-OPEC oil supply will shrink in the future, however, and, as U.S. imports continue their rise, the SPR will have to be filled at a more rapid rate to maintain the same level of import protection (that is, the number of days that the SPR would last if used to replace imports).

F. The Strategic Petroleum Reserve and Other Defences

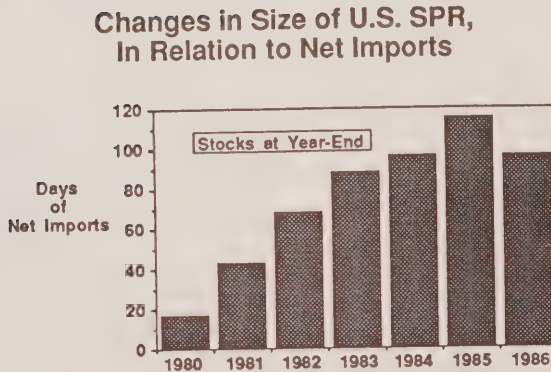
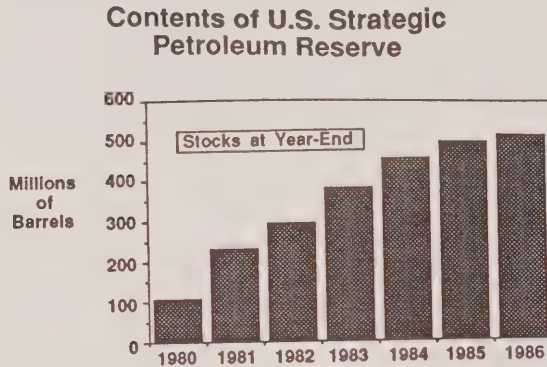
One of the principal actions taken by the United States to reduce its vulnerability to future supply disruptions was to create the Strategic Petroleum Reserve. The target of this reserve is a 750-million-barrel stockpile of crude oil; the actual quantity of oil in the SPR now exceeds 500 million barrels. At current import levels, this corresponds to about 90-100 days of net imports. Figure 37 indicates the quantity of oil contained in the SPR and what those stocks represent in terms of days of net oil imports.

The current system allows oil to be withdrawn from the SPR at a maximum rate of 2.3 million barrels/day for 120 days. The entire stockpile can be utilized over the course of a year. Test production from the SPR in 1986 demonstrated the operational readiness of the system.

Government-owned stockpiles have been established in a number of industrialized countries, but the U.S. reserve is substantially the largest. The SPR contains more than twice as much oil as the combined government-owned stocks of all other OECD nations (now about 225 million barrels). The Japanese Government has established a reserve of 140 million barrels, slated to rise to 190 million barrels in 1989, and West Germany maintains a 55-million-barrel stockpile.

The United States has used energy conservation as an important tool to reduce its dependence on oil. DOE estimates that conservation measures introduced since 1973 have resulted in a U.S. demand for energy today that is equivalent to 14 million barrels of oil/day (29 quads of energy per year) below what would have otherwise prevailed. These gains have been made in all sectors of the U.S. economy. Had pre-1972 trends in energy use continued, it is estimated that U.S. annual energy consumption would be about 40% higher than is actually the case today. DOE calculates that further energy savings of 5-12 million barrels/day of oil equivalent (10-25 quads annually) could be achieved by 2000 if existing cost-effective conservation technologies, together with technologies anticipated from future R&D, were applied fully. (U.S. Department of Energy, 1987)

Figure 37: The U.S. Strategic Petroleum Reserve



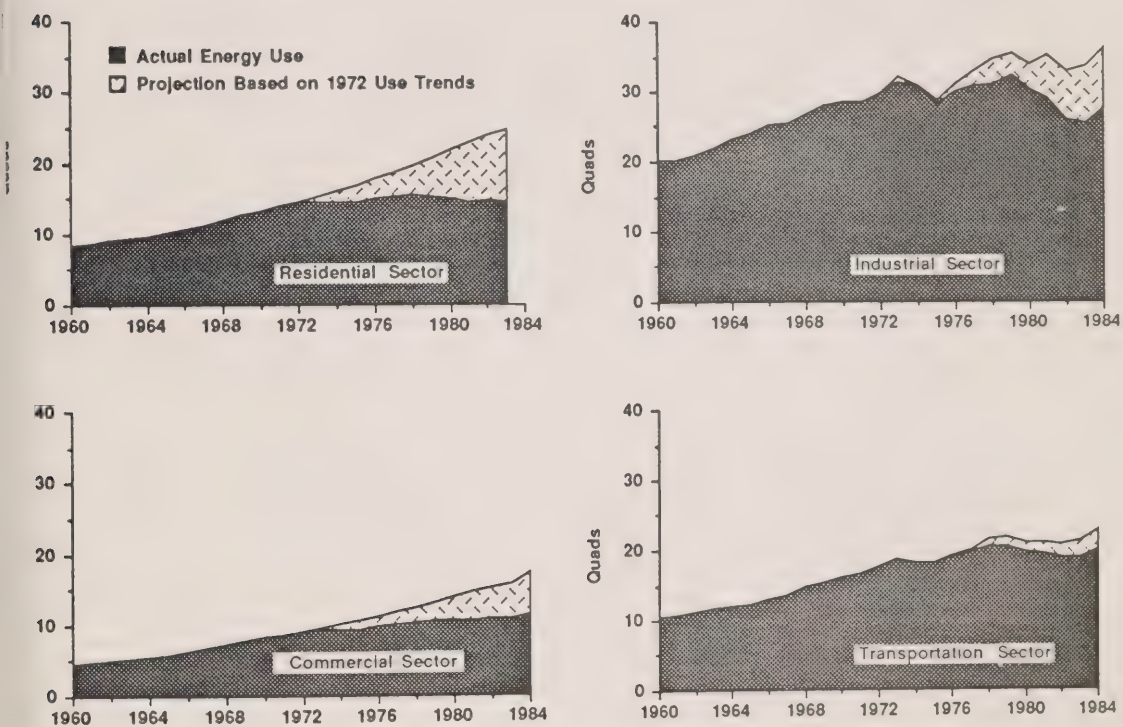
Source: U.S. Department of Energy, 1987, p. 215.

Figure 38 shows estimated energy savings since 1973 in the U.S. economy. It is apparent from Figure 38 that the transportation sector has been the most difficult one in which to achieve greater efficiencies in energy use.

Advances in conservation technology have been credited by the U.S. Government with contributing two-thirds of the energy savings in the industrial sector and three-quarters of those in the transportation sector. This demonstrates the

importance of supporting conservation R,D&D. Changes in the structure of the U.S. economy towards the manufacture of less energy-intensive goods have also been a factor, as have the initiatives taken by individual consumers.

Figure 38: Energy Savings since 1973 in the U.S. Economy



Source: U.S. Department of Energy, 1987, p. 97.

CANADIAN OIL SUPPLY IN QUESTION

A. Energy Developments Since 1973

At the time of the Arab oil embargo and first price shock in 1973, Canada was experiencing its peak year of crude oil production and export. Canada was the world's tenth largest producer, at 1.74 million barrels/day of conventional crude oil (and 2.12 million barrels/day of total liquid hydrocarbon output), and was also the foremost crude oil supplier to the United States, shipping more crude to the U.S. that year – approximately 1 million barrels/day on average, or 31% of total U.S. crude oil imports – than all the Middle East suppliers combined – about 800,000 barrels/day. In 1973, Canada exported 60% of the oil it produced and 40% of its marketable gas output.

Oil dominated Canada's energy system at the time of the embargo, accounting for almost 55% of the domestic demand for primary energy. However, this national average concealed notable regional variations. Alberta used oil to satisfy only 28% of its primary energy needs, relying on natural gas for almost 60% of its energy requirements. In Atlantic Canada, oil supplied 86% of the primary energy required; in Quebec, oil's share was 73%.

Although Canada was a net exporter of crude oil at the time, there was no transportation system in place to carry oil from the western producing provinces to Quebec and Atlantic Canada, which depended upon offshore sources. Consequently, Canada found itself strategically exposed when offshore supplies were disrupted. During the Arab oil embargo, some Alberta crude was pipelined to the West Coast, loaded onto tankers and shipped via the Panama Canal to Eastern Canada.

One consequence of the 1973-74 episode was the extension of the Interprovincial Pipe Line (IPL) system from Sarnia to Montreal, with pipeline shipments of Western Canadian crude into Quebec beginning in 1976.

At the time of the second price shock in 1979-80, Canada was a net importer of oil. Although crude purchases from OPEC had fallen from 796,000 barrels/day to about 500,000 barrels/day in 1979, domestic output had dropped by 20% over the intervening six years and the demand for oil had risen by 11%. The National Energy Board was continuing to forecast a declining availability of light crude from the conventional producing area of Western Canada. In its 1978 report on Canadian oil supply and demand, the Board estimated that the average rate of production from established reserves would fall by about 8% annually (NEB, 1978).

In contrast, Canada's reserves position for natural gas was much better. Annual reserve additions in Western Canada were consistently exceeding production and significant discoveries had been made in the Mackenzie Delta/Beaufort Sea and in the Arctic Islands. (Approximately one-quarter of Canada's established reserves of natural

gas lie in the north and remain unconnected.) The reserves/production ratio for natural gas in 1979 was approximately 28; for conventional crude oil it was less than 12. However, most of Eastern Canada lacked access to western gas supplies because the pipeline system served the domestic market only as far east as the Montreal area.

Canada's National Energy Program (NEP), announced 28 October 1980, was based on two premises: that oil prices would continue to rise (the Program scheduled domestic price increases through 1990, reaching a level of \$63.75 per barrel for conventional 38° API crude oil with an "oil sands reference price" of \$79.65 per barrel); and that Canadian prices could be shielded from developments in volatile international markets. Import compensation, a system of subsidization introduced in 1974 to maintain a lower-than-international price for crude oil in Canada, continued under the NEP. The National Energy Program marked the first time that the federal government had raised the issue of energy demand to a more even footing with that of supply. The government intended to reduce the share of oil in domestic energy use by more than a third by 1990, corresponding to a decline in forecast oil consumption of 20%, from 1.82 million barrels/day in 1979 to 1.48 million barrels/day in 1990. To achieve this, three approaches were taken to modify energy demand: energy conservation was vigorously promoted, off-oil conversions to other energy forms were encouraged, and renewable energy development was supported. (EMR, 1980)

The Canadian Home Insulation Program (CHIP) was the main component of the conservation program. Under the NEP, the annual CHIP budget was increased from \$80 million to \$256 million and the target set was insulation upgrading in 70% of Canadian homes by 1987. Conservation initiatives in the industrial and transportation sectors complemented the residential program.

The centrepiece of the off-oil strategy was the Canada Oil Substitution Program (COSP) which supported the conversion of oil-based heating systems to alternative fuels in homes and businesses. The natural gas distribution system was extended, benefitting Quebec in particular, and the federal government offered grants to convert motor vehicles to compressed natural gas (CNG) or propane fueling.

CHIP and COSP were terminated in 1985, ahead of schedule, but are nonetheless credited with saving about 75,000 barrels/day (12,000 cubic metres/day) of oil and oil equivalent at a net cost to the federal treasury of less than \$1.5 billion.

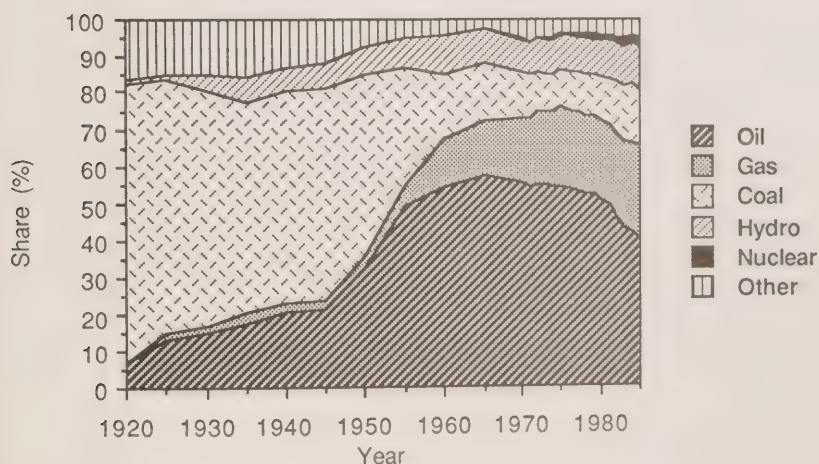
The NEP and higher oil prices combined to produce a remarkable reduction in both the domestic demand for oil and its share of the primary energy mix. Oil substitution, with its additional costs, was achieved despite the severe recession. Over the five-year period 1980-1984, the share of oil in Canada's primary energy demand fell from 50.6% to 41.8%, a 17% drop in relative use. Natural gas increased its share from 21.9% to 24.6% over the same period, primary electricity rose from 11.6% to 13.8% and coal increased from 11.6% to 15.5%. (EMR, undated, p. 2.3A)

B. Canadian Energy Supply and Demand

The way Canadians use energy has changed markedly in recent years. The share commanded by oil in Canada's primary energy consumption ran at about 55% in the late 1960s. Following the first oil price shock, oil's share of the primary energy mix declined slowly to approximately 50% in 1980. The second price shock triggered a more rapid decline which continued through 1985; that year, oil accounted for 40% of primary energy demand. The use of natural gas grew most over this period. Its share of the energy mix increased from 15.2% in 1965 to 22.0% in 1975 and to 25.5% in 1985.

Figure 39 shows the share of Canadian primary energy demand that each energy form claimed over the period 1920-1985. Coal fell from 75.0% of primary energy use in 1920 to its low point of 9.3% in 1974, thereafter rising to 14.6% in 1985. Hydro-electricity has slowly raised its share, from 1.5% in 1920 to 12.1% in 1985. Nuclear-electric generation grew from virtually nothing in 1965 to 2.7% in 1985. Other energy forms – including fuelwood, waste wood, spent pulping liquor, primary steam (included since 1973 in EMR statistics) and other unspecified fuels – declined from an estimated 16.3% of demand in 1920 (principally as fuelwood) to a low of 2.5% in 1965, rising to 5.0% of primary energy demand in 1985.

Figure 39: The Mix in Canadian Primary Energy Demand, 1920-1985



Note: "Other" includes fuelwood, waste wood, spent pulping liquor, primary steam (since 1973) and other unspecified fuels. Wood and pulping liquor, forms of biomass, comprise most of this category.

Source: EMR, undated, p. 2.3A.

Canadian primary energy production and net domestic energy consumption slumped in the early 1980s as the effects of higher petroleum prices, energy conservation and the severe recession were reflected in the energy sector. According to Statistics Canada (which values all primary electricity at 3,412 Btu or 3.6 MJ per kWh), primary energy production amounted to 8.12 quads (8.12 quadrillion Btu, equal to 8,559 petajoules) in 1980, declined to 7.88 quads (8,303 PJ) in 1981 and has since grown to 9.42 quads (9,931 PJ) in 1985, a gain of almost 20% over a period of five years. The fall in energy consumption lagged behind and was more pronounced than the drop in primary energy output. Consumption stood at 7.00 quads (7,382 PJ) in 1980 and subsequently fell to 6.34 quads (6,685 PJ) in 1983, a reduction of close to 10%, before recovering to 6.81 quads (7,181 PJ) in 1985. (Statistics Canada, 1986)

An issue which remains largely unremarked is the striking regional imbalances across Canada in energy production and consumption, portrayed in Table 6. One province, Alberta, accounts for two-thirds of Canada's total primary energy production while another province, Ontario, represents more than one-third of net energy consumption. Federal energy policy should address these imbalances.

Table 6: Primary Energy Production and Net Energy Consumption by Region of Canada in 1985

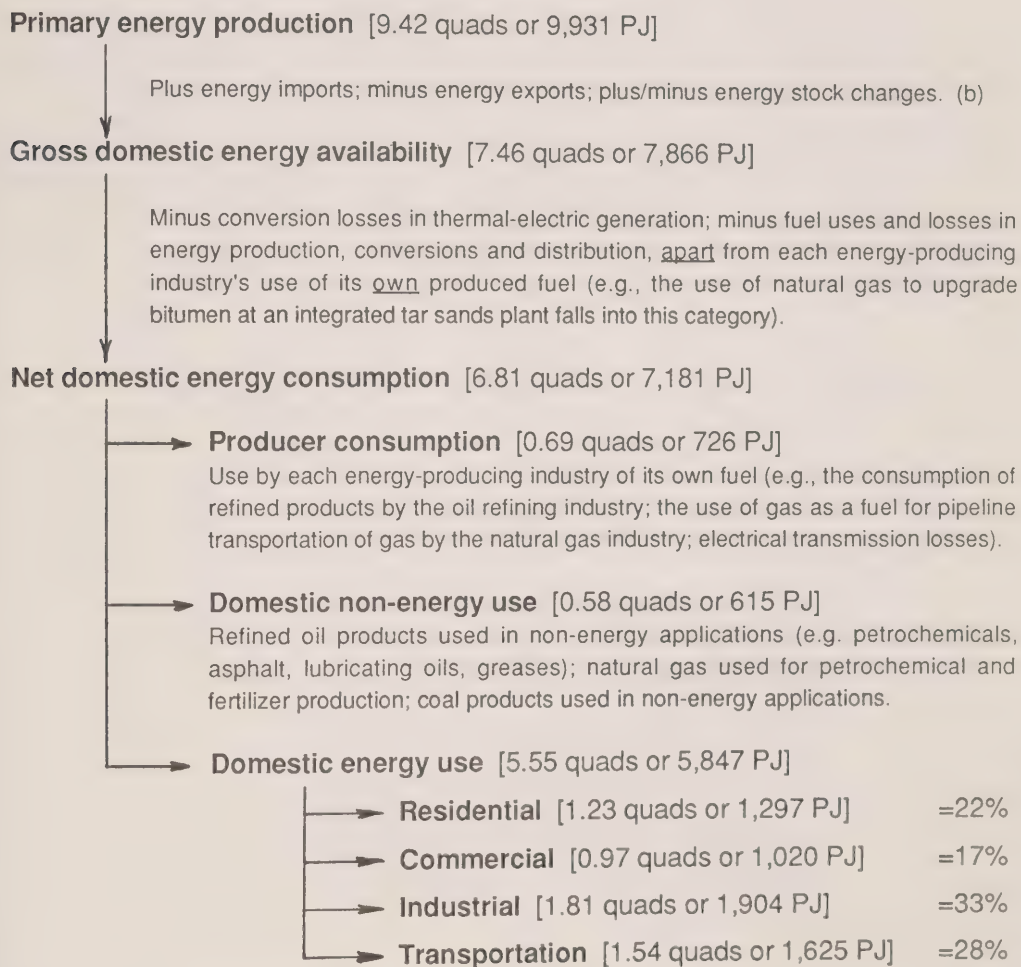
Region	Primary Energy Production (a)	Net Energy Consumption
Atlantic Provinces	2.7%	6.3%
Quebec	5.0%	19.5%
Ontario	3.7%	35.0%
Manitoba	1.1%	3.4%
Saskatchewan	7.0%	4.8%
Alberta	67.0%	20.3%
British Columbia	12.7%	10.2%
Yukon and Northwest Territories	0.6%	0.5%

(a) This column does not total 100.0% because of round-off errors.

Source: Statistics Canada, 1986, p. 2-3.

The relationship between primary energy production and net energy consumption can be seen in Figure 40 which shows the 1985 flow of energy in Canada from primary energy supply to end-use energy demand.

Figure 40: The Flow of Energy in Canada in 1985 (a)



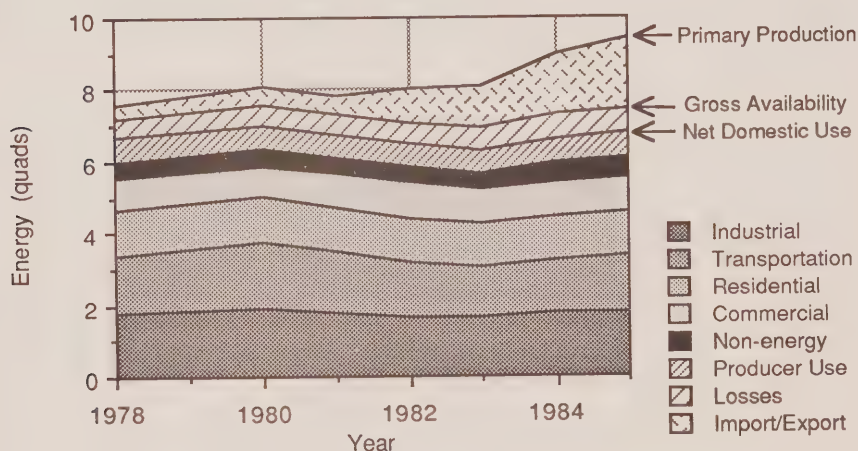
(a) Subcategories may not sum to category totals precisely because of round-off errors.

(b) All imports and exports of electricity are assumed to be from primary sources, so no thermal-electric generating losses are calculated for this category.

The bottom section of Figure 40 provides the distribution of end-use energy demand in Canada for 1985. The industrial sector (most of the goods-producing industries) claims the largest share at 33%, but transportation (energy used in transporting goods, services and people) is not far behind at 28%. Residential energy requirements (energy used in households and farms) account for 22% of demand. Commercial sector (service-producing industries, including government but excluding transportation) energy use accounts for the remaining 17% of end-use energy demand.

Figure 41 shows how Canadian primary energy production and net domestic energy consumption have changed over the period 1978-1985. The top line represents the total production of primary energy in Canada since 1978. Accounting for energy imports and exports and net changes in energy stocks yields the second line, gross energy availability in Canada. Subtracting certain uses and losses of energy in production, conversion and distribution yields the third line, net domestic consumption of energy. Consumption is divided into producer use of energy, non-energy applications, and energy demand in the industrial, transportation, residential and commercial sectors of the economy.

Figure 41: Energy Supply and Demand in Canada, 1978-1985



Source: Statistics Canada, 1986, p. 1.

C. Oil Resources, Reserves and Producibility

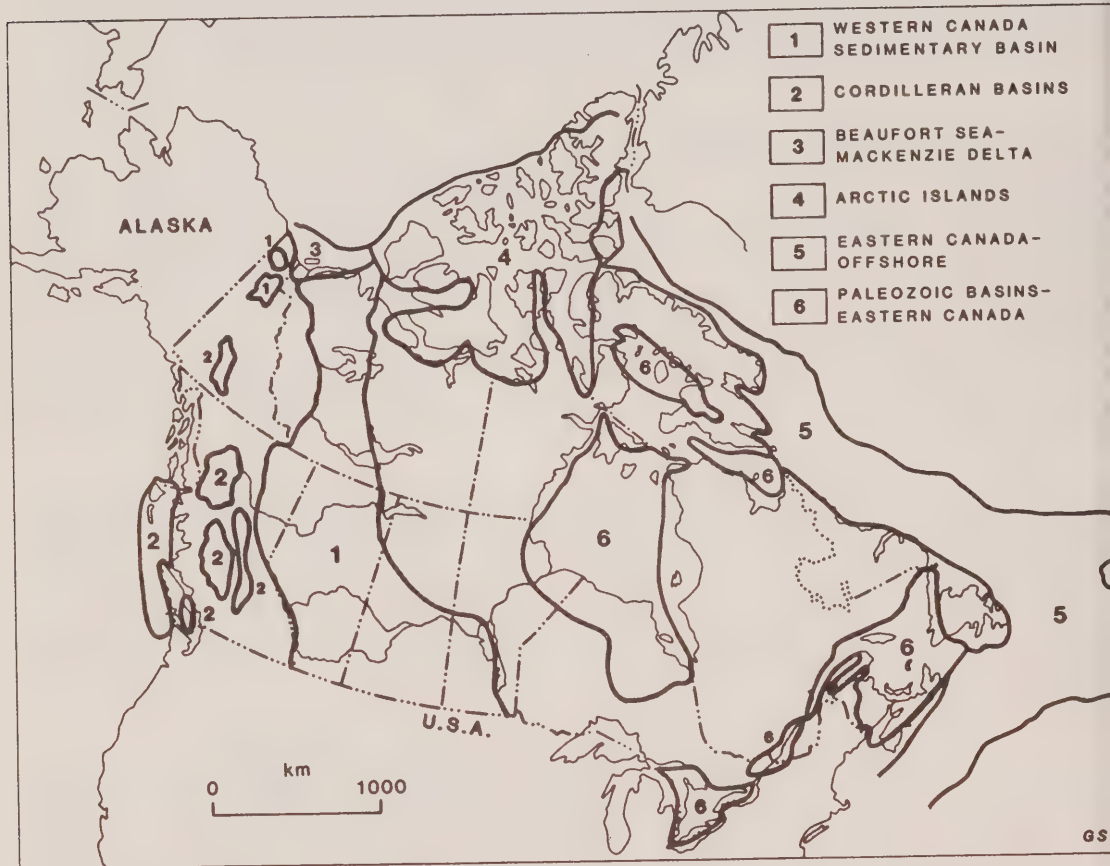
Canada's petroleum resources are periodically and systematically evaluated by the Geological Survey of Canada (GSC). These estimates are prepared using a form of probability analysis which yields a range of values along with a level of confidence associated with different parts of that range. The most recent nation-wide analysis was conducted in 1983. Estimates of Western Canada's resources of conventional light and medium gravity oil were reviewed and revised in 1985.

The analysis is performed for each of Canada's six petroleum regions and considers both conventional and nonconventional resources. Figure 42 shows the six regions into which the country is subdivided. Table 7 presents the findings of the 1983 GSC study. The oil or gas potential is expressed at three levels of confidence: 1) high confidence or a 95% probability that that quantity of recoverable oil or gas exists in the region analysed; 2) average expectation or a 50% probability of existence; and 3) speculative estimates or a 5% probability of existence. The extent to which this resource potential will be converted into reserves is a function of future petroleum exploration activity. Also, the estimate of potential does not include an assessment of economic viability.

The GSC work suggests that Canada's potential to develop additional reserves of conventional oil (and gas) is substantial. The greater part of this potential, however, is considered to lie in Canada's frontier regions – particularly in the East Coast offshore and the Mackenzie Delta/Beaufort Sea. The Arctic Islands also have a significant oil potential although this is viewed primarily as a gas-bearing region. Frontier oil and gas is generally considered exploitable at prices ranging upwards from about US\$20 per barrel.

The Western Canada Sedimentary Basin, although a mature petroleum-producing region, still has substantial potential remaining, particularly for natural gas. Future oil discoveries will tend to be smaller in size and harder to find, with correspondingly higher finding and production costs. The GSC projected in 1985 that the remaining potential (average expectation) of 3.7 billion barrels of light and medium crude oil would be distributed over 4,000 pools, compared with established reserves of 14.2 billion barrels (9.9 billion barrels produced and 4.3 billion barrels remaining) of light-medium crude distributed over 3,300 pools. Given that future pools are expected to be smaller and more difficult to locate, the GSC concludes that there will be a lower success rate for wildcat wells and it may take as many exploratory wells to locate the last 24% of Western Canada's light-medium crude oil resource as it took to find the first 76%. (Geological Survey of Canada, personal communication)

Figure 42: Canada's Petroleum Regions



Source: EMR, 1984, p. 1.

In its 1985 review of Western Canada's conventional resources of light-medium gravity crude oil, the GSC derived the following numbers.

Remaining established reserves: 4.3 billion barrels (684 million cubic metres)

Potential: (1) high confidence – 2.9 billion barrels (460 million cubic metres)
 (2) average expectation – 3.7 billion barrels (590 million cubic metres)
 (3) speculative estimate – 4.8 billion barrels (770 million cubic metres)

Table 7: Canada's Conventional Oil and Natural Gas Resources

	Reserves and Discovered Resources (a)	High Confidence	Potential Average Expectation	Speculative Estimates
Recoverable Oil (millions of barrels) (b)				
Western Canada Sedimentary Basin	4,743	1,472	3,730	7,611
Cordilleran Basins	—	—	315	692
Beaufort Sea/Mackenzie Delta	736	1,931	8,473	16,933
Arctic Islands	478	1,988	4,315	8,208
Eastern Canada Offshore	1,415	3,220	11,806	21,336
Paleozoic Basins—Eastern Canada	5	126	1,050	3,805
Totals (c)	7,377	•9,347	•29,689	•56,579
Recoverable Gas (billions of cubic feet) (d)				
Western Canada Sedimentary Basin	74,518	54,503	88,391	174,029
Cordilleran Basins	—	1,412	9,531	26,828
Beaufort Sea/Mackenzie Delta	10,096	30,746	65,835	144,836
Arctic Islands	12,743	38,830	79,672	129,269
Eastern Canada Offshore	1,415	3,220	11,806	21,336
Paleozoic Basins—Eastern Canada	311	1,624	6,707	23,298
Totals (c)	106,359	•153,273	•335,668	•645,461

Notes: (a) Established reserves are included in discovered resources.

(b) Data presented in millions of cubic metres in the source have been converted to millions of barrels, using the approximate conversion factor 1 cubic metre = 6.29 barrels.

(c) Totals preceded by a • do not add arithmetically but must be summed using statistical techniques.

(d) Data presented in billions of cubic metres in the source have been converted to billions of cubic feet, using the approximate conversion factor 1 cubic metre = 35.3 cubic feet.

Source: EMR, 1984, p. 3.

Canada's nonconventional petroleum resources are large. The Geological Survey of Canada defines nonconventional petroleum as any oil or gas deposits which cannot be produced effectively with normal oilfield techniques. This category includes oil sands, heavy oil, carbonate oil, deep basin gas and oil shale. Most of these deposits are located in Alberta, as shown in Figure 43.

Figure 43: Oil Sands, Deep Basin Gas, Heavy Oil and Carbonate Oil Deposits of Western Canada



Canada's deposits of bitumen are by far the largest in the world, and lie almost entirely in Alberta. A recent study of world heavy petroleum resources accords Canada 82% of the bitumen resource – an estimated 2.66 trillion barrels of bitumen in place out of a global total of 3.2 trillion barrels. This compilation includes the combined bitumen resources of the oil sands and the "carbonate triangle", carbonate rocks lying beneath the oil sand deposits (Meyer and Schenk, 1985). Crude bitumen accumulations exist in these carbonate rocks and have become known as carbonate oil. These accumulations are not producible in the foreseeable future.

According to the 1983 GSC study, the quantity of bitumen contained in the oil sands is almost 1.25 trillion barrels (197,590 million cubic metres), but only a small fraction of this is considered to be ultimately recoverable. The GSC also assigned 315 million barrels (50 million cubic metres) of bitumen in place to the Grosmont Formation in the carbonate triangle (GSC, 1984). In its most recent reserves report, the ERCB estimates crude bitumen in place in designated oil sands deposits at 1.69 trillion barrels (268 billion cubic metres). The Alberta Board further calculates that the ultimate volume of crude bitumen in place within the province is 2.52 trillion barrels (400 billion cubic metres) (ERCB, 1987).

Of this 2.52 trillion barrels of bitumen considered to comprise the total resource, the ERCB estimates that 170 billion barrels (27 billion cubic metres) is contained within deposits that may eventually be exploitable by surface mining; the remaining 2.35 trillion barrels (373 billion cubic metres) occurs in deeper deposits the exploitation of which would require in situ recovery or underground mining techniques. The initial mineable volume of crude bitumen in place was established at approximately 75 billion barrels (11.9 billion cubic metres). Allowing for various factors, including a combined mining/extraction recovery factor of 0.79, the ERCB sets initial established mineable reserves of crude bitumen at 33.3 billion barrels (5.3 billion cubic metres) (ERCB, 1987).

The Canadian Petroleum Association (CPA) includes as established developed reserves only the oil contained in the oil sands that is within economic distance of the existing oil sands commercial extraction plants and experimental or demonstration projects. The CPA set this quantity at 860 million barrels (130.5 million cubic metres) of crude bitumen at year-end 1985 (CPA, undated, p. II/15A).

Canada's heavy oil deposits are modest on a global scale but important in the domestic resource picture. Canada is assessed as holding 1.3% of the world's heavy oil resources, a total of 11.3 billion barrels initially in place out of a global estimate of approximately 880 billion barrels. About 750 million barrels is estimated to be initially recoverable, of which 438 million barrels had been produced at the time of the study (Meyer and Schenk, 1985). Even though a limited component of the Lloydminster heavy oil deposits can be produced by conventional means, the GSC regards the overall heavy oil resource as nonconventional. Because of the uncertainties of extracting heavy oil, the 1983 GSC study observed: "Estimates of the total percentage of the resource which will be recoverable are highly cost-price dependent and are not

included in this report" (GSC, 1984, p. 49).

Large accumulations of natural gas are known to exist in the deeper, westernmost part of the Western Canada Sedimentary Basin. This gas occurs in "tight" formations – rocks with very low porosity and ultra-low permeability. Production of this tight, deep basin gas would require massive hydraulic fracturing of the reservoir rocks. Where the deep basin gas is in contact with more conventional reservoirs, such as in the Elmworth gas field, there is a better prospect of the gas being economically recoverable. At Elmworth, about 0.35 trillion cubic feet (10 billion cubic metres) of gas is in contact with more permeable conglomerates and has been assigned by the GSC as a reserve. The GSC has not yet evaluated Canada's deep basin gas potential, but industry estimates ranging as high as 30 trillion cubic feet (8,500 billion cubic metres) have been published.

Canada's deposits of oil shales are widely distributed across the country and most have not been investigated in any detail. The best known oil shales are found in New Brunswick and are considered economically exploitable at higher oil prices. Reserve estimates suggest more than 283 million barrels (45 million cubic metres) of shale oil are in place in the New Brunswick deposit.

The overall picture then is one of limited resource potential for light-medium crude oil reserve additions in Western Canada; a substantial potential for conventional oil development in Canada's higher-cost frontier regions; and a very large potential for higher-cost nonconventional oil development, with its requirement for oil upgrading, in Western Canada.

D. Canadian Oil Production and Consumption

For most of the postwar period, Canada has been a net importer of oil. For two relatively brief periods – in the early 1970s, during which Canada's output of oil reached its peak, and today – Canada has been a net exporter. Light oil is the smallest export component and one which will decline in coming years. In the 1970s and 1980s, Canada has gradually expanded its production of bitumen and heavy oil. Heavy oil and diluted bitumen now comprise the bulk of our oil exports. Canada lacks the market to absorb more than a small part of its domestically-produced heavy oil and crude bitumen and, apart from the integrated Suncor and Syncrude oil sands mining operations, lacks the capability to upgrade these heavy materials into the light products required in this country. Consequently, Canada also imports part of its light crude requirement.

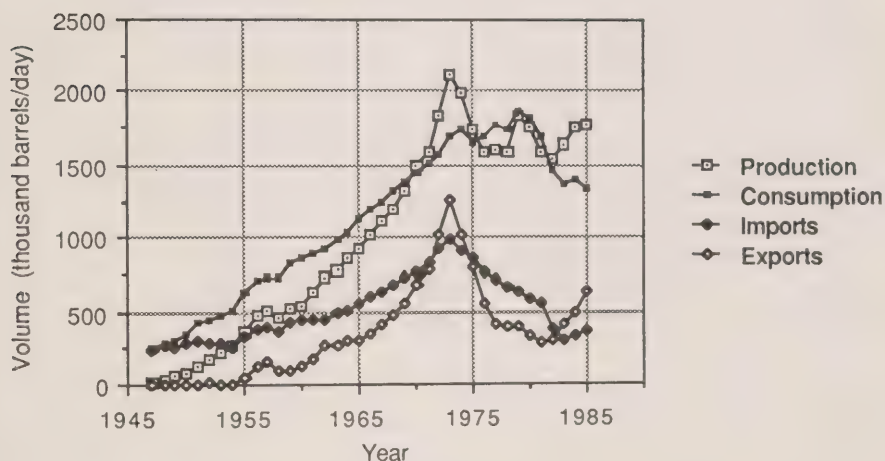
Figure 44 charts Canada's production, consumption, imports and exports of oil. After 1973, it became government policy to phase out the export of light crude oil. Recently, the National Energy Board has eased its control of oil exports. Now light crude exports moving under contracts of less than one year in length are essential

unrestricted apart from reporting requirements. The federal government retains the right, however, to restrict exports if it considers the national interest to require such action. Article 8 in Part I of the Western Accord (signed by the Governments of Canada, Alberta, British Columbia and Saskatchewan in March 1985) states:

In the event that supplies of crude oil and petroleum products to Canadian consumers are significantly jeopardized, the federal government, after consultation with the producing provinces, may restrict exports to the extent it considers necessary to ensure adequate supplies to Canadians.

In article 5, Part I, the NEB is directed to include force majeure clauses where appropriate in export contracts for terms exceeding one month.

Figure 44: Canada's Production, Consumption, Imports and Exports of Oil



Notes: 1. Production includes all liquid hydrocarbons.

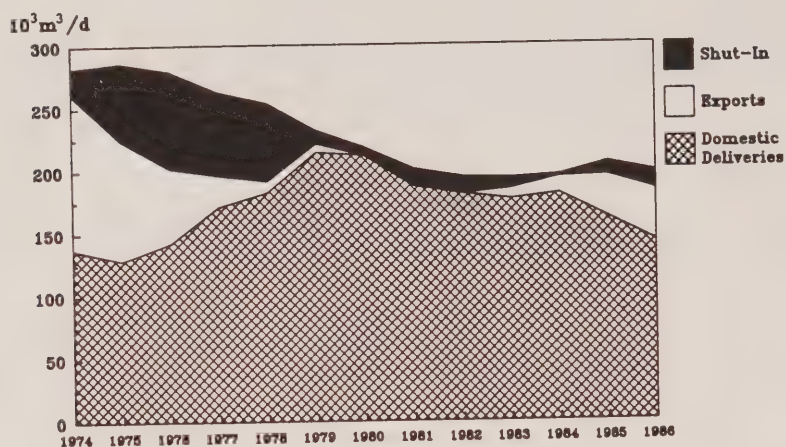
2. Consumption includes refinery crude runs and net product imports.

3. Imports and exports include both crude oil and products.

Source: Canadian Petroleum Association, undated, Table 7, Section III; Table 1, Section VII; Table 2, Section VIII; Table 1, Section XI.

Canada's capacity to produce crude oil since 1974 is broken down into its light and heavy crude oil components in Figures 45 and 46.

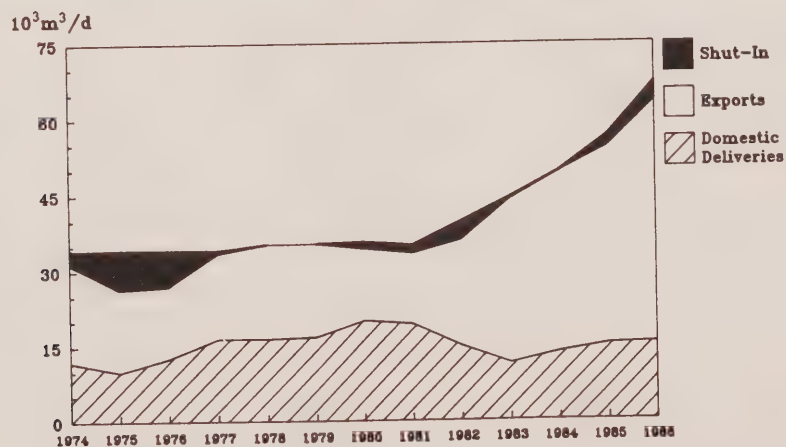
Figure 45: Canada's Capacity to Produce Light Crude Oil, 1974-1986



Note: Capacity excludes propane, butane and ethane, and diluent used in pipelining heavy crude oil.

Source: EMR, 1987b, p. 5.

Figure 46: Canada's Capacity to Produce Heavy Crude Oil, 1974-1986

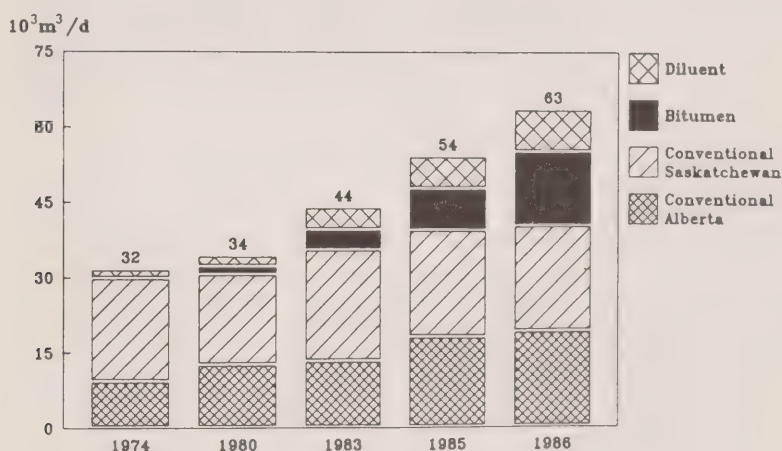


Source: EMR, 1987b, p. 6.

The small upturn in light crude oil productive capacity shown for the years 1984 and 1985 in Figure 45 primarily reflects the expansion of Norman Wells production in the Northwest Territories. In 1986, the declining productive capacity in Western Canada again became apparent.

The composition of the heavy crude oil output displayed in Figure 46 is given in Figure 47. Conventional heavy crude oil production in Saskatchewan has remained relatively steady over the period while growing in Alberta. Unrefined bitumen production has been growing most rapidly, together with the need for diluent to allow pipeline transport.

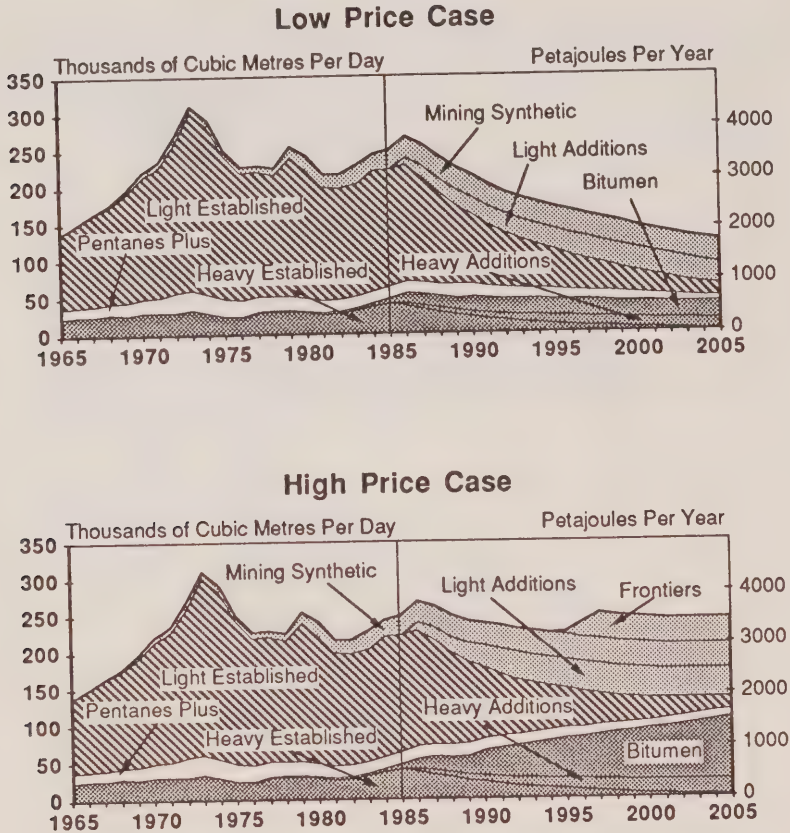
Figure 47: The Composition of Canada's Heavy Crude Oil Production



Source: EMR, 1987b, p.6.

Canada's future capability to produce oil has been assessed by the NEB for two price scenarios extending to the year 2005, which the Board believes will bracket future international prices. Although the NEB acknowledges the possibility of price excursions above or below these limits, it considers the two price cases to encompass the range of sustainable oil prices. The low case has the price of WTI crude at Chicago rising to US\$18 per barrel (in constant 1986 U.S. dollars) by 1995 and remaining constant in real terms thereafter. The high case assumes a price of US\$27 per barrel from 1995 on. Figure 48 shows the resulting NEB projections of Canadian crude oil supply through 2005 under the two pricing assumptions.

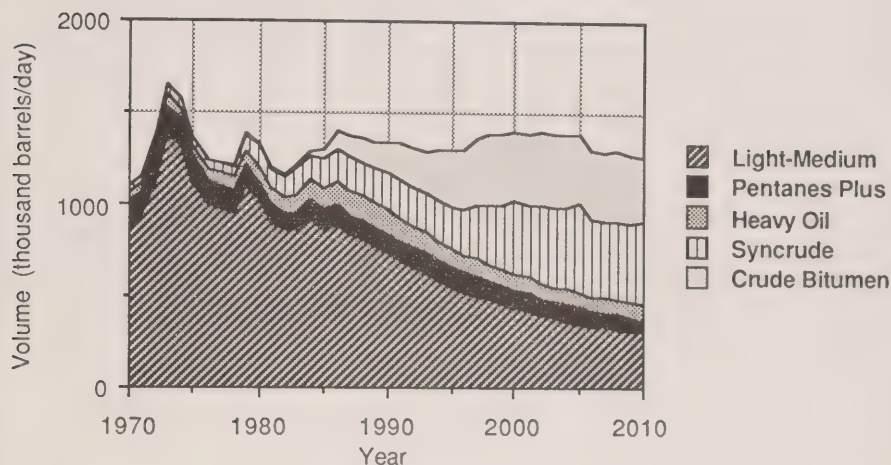
Figure 48: The Future Supply of Domestic Crude Oil under Two Price Assumptions



Source: NEB, 1986, p.87.

In 1986, Alberta accounted for 83% of Canada's conventional oil output and 100% of bitumen and synthetic crude oil output, equivalent to 88% of Canada's total production of oil. The Energy Resources Conservation Board has projected Alberta's oil production to the year 2010, as shown in Figure 49. The ERCB expects conventional crude oil output in 2010 to be at only one-third of the 1986 rate. Bitumen production, in either crude or refined form, will account for the major part of Alberta's oil output beyond the turn of the century.

Figure 49: Alberta's Oil Production Projected to the Year 2010



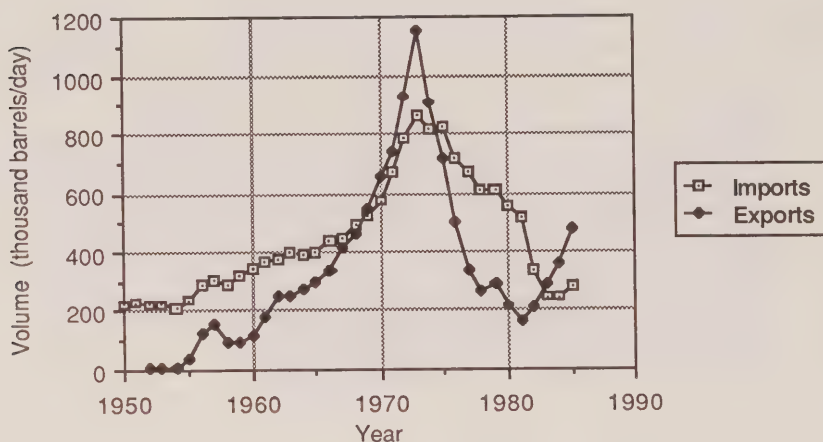
Source: ERCB, personal communication.

E. Canada's Trade in Oil

Canada's petroleum industry has used export sales to the United States to promote its development. A large proportion of Western Canadian crude oil and natural gas production has at times been sold in the United States. Eastern Canada has traditionally imported its oil requirements from offshore. Thus Canada's trade in energy has included crude oil as a major component, even during those periods when we have maintained a rough net self-sufficiency in oil. The prospect in the 1990s is for our imports of light crude oil to climb and to exceed exports of heavier gravity oils to the U.S.

Figure 50 shows the record of Canada's imports and exports of crude oil since 1950. Even when Canada was a large net exporter of crude oil in 1973, it was still a substantial crude oil importer. This pattern of crude oil exports from Western Canada to the United States balanced by crude oil imports into Eastern Canada from overseas has prevailed through much of the postwar period.

Figure 50: Canada's Exports and Imports of Crude Oil since 1950



Source: CPA, undated, Table 2, Section VIII; Table 1, Section XI.

F. Balancing Future Oil Supply and Demand

Canada is fortunate in having more options than many countries in handling the question of light crude oil availability. Both the supply and demand sides of the equation must be addressed.

On the supply side, Canada has two means of augmenting light crude oil availability beyond what remains to be recovered in the Western Canada Sedimentary Basin. Conventional light crude supplies can be extended by developing the non-conventional reserves which have been established in the East Coast offshore and in the northern territories. These deposits are expensive to exploit and the quantity of recoverable oil discovered to date is not sufficient to sustain a level of production able to offset the projected decline in Western Canadian light crude deliverability. Nonetheless, frontier oil development can reduce the rate at which Canada becomes dependent on offshore light crude.

The petroleum industry must achieve the highest recovery rates feasible from extracting our conventional oil resources; this is the role of enhanced recovery techniques which increase the efficiency of resource utilization. Low oil prices make this goal less attainable, however, as enhanced recovery is a higher-cost approach. The industry is maximizing the recovery of the crude oil in place. Enhanced recovery accounts for about 10% of total production.

incrementally to oil output over extended periods of time; again the effect will be to slow the decline in light crude production, not reverse it.

The other way to increase supply is to develop Canada's huge resources of bitumen and substantial deposits of heavy oil. Because these heavy hydrocarbons are more difficult and costly to produce and process than light gravity oils, the price of oil is a critical factor in their availability. Bitumen and heavy oil must be upgraded into the light petroleum products we require. The economic feasibility of this upgrading is a function both of oil prices in general and of the differential between light and heavy crude prices. Given recent prices, oil upgrading has not been an attractive prospect.

Canada currently exports most of its growing heavy oil and bitumen production, diluting it with pentanes plus so that it can be pipelined to the United States without need of upgrading. There are limits to extending this type of production. First, the domestic demand for these heavy oils is not large and is forecast to grow only slowly. Second, the U.S. northern tier market could become saturated. Third, there may be constraints on the amount of diluent available to pipeline the unprocessed heavy oil and bitumen. Continued expansion of Canada's bitumen and heavy oil production is ultimately predicated on developing a domestic upgrading capacity (beyond what is now embodied in the processing capabilities of the integrated Syncrude and Suncor oil sands plants).

If greater domestic capability to process heavy petroleum fuels can be established, then Canada's heavy hydrocarbon resources would be adequate to satisfy our demand for petroleum products for decades.

Turning to the issue of restraining oil demand, Canada is again favoured with a variety of options: conservation, using other conventional energy forms such as natural gas and coal to substitute for oil, and exploiting new forms of energy – principally renewable energy supplies – as replacements for oil. R,D&D support of innovative energy technologies is needed to reduce the costs of these options and to increase the efficiency of energy utilization.

Despite lower petroleum prices, opportunities still remain to conserve oil in cost effective ways. The cumulative benefits of conservation can be very impressive. In the United States, total energy consumption in 1985 was no more than it had been in 1973 and the use of oil was down. This was achieved despite population growth and economic expansion. Conservation remains one of the most effective strategies for modifying oil demand.

Canada has promoted the substitution of other energy forms for oil. Less than 1% of Canada's electricity was generated in 1986 by the combustion of oil; coal-fired and nuclear generation have expanded to displace the use of oil. The extension of the natural gas distribution system in Quebec was an important factor in that province's success in reducing its reliance on petroleum products. The development of the Venture gas field offshore of Nova Scotia or the extension of the gas distribution

system on to Atlantic Canada would similarly present opportunities for oil substitution in the region of Canada (apart from the north) still most dependent on oil.

The many possibilities open to Canada in the area of alternative energy development were summarized in the earlier work of the House of Commons Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution (*Energy Alternatives*, 1981). This study demonstrated that there is no lack of options, although there are certainly questions of cost and budget constraints. Some of these alternatives will require many years to assume a significant role in Canada's energy system. Others have been developed to the point where they are technically available today, depending on energy prices. It is particularly important to continue the R,D&D needed to move these alternatives towards commercial use, so that Canada will have a range of energy options open to it in the future.

STRATEGIC ENERGY PLANNING FOR CANADA'S FUTURE

A. What Is Meant by Security of Oil Supply?

The term "security of supply" is frequently used but not so frequently defined. For policy-making purposes, it is important that the meaning of this concept be clear. EMR proposed the following definition in its recent report, *Energy Security in Canada*:

Security of supply relates both to physical supplies and price shocks. In terms of physical availability, security of oil supply means adequate assurance that, in an emergency, sufficient oil supplies are obtainable by all Canadians to maintain acceptable levels of economic activity, comfort and mobility. Concerning price effects, security of oil supply means the protection of the economy from sudden sharp increases in the price of oil (and close energy substitutes) which, in the past, have radically altered terms of trade and reduced national income. (EMR, 1987a, p. ii)

The Committee agrees with this rather technical definition of security of supply, but would extend the description. Oil is not a segregated component of Canada's energy system but rather one aspect of a complex, integrated system. In our view, security of oil supply is enhanced as the relative importance of oil in Canada's energy mix is reduced and as the opportunities for inter-fuel substitution are broadened. Energy conservation, fuel substitution and the exploitation of nonconventional energy forms contribute to security of oil supply because they make the need to import oil less pressing. Conservation and the introduction of renewable energy forms and new energy technologies can be pursued in all regions of the country. In other words, security of oil supply should be considered in the context of a resilient national energy system which over time tends to reduce today's pronounced regional disparities in energy supply.

B. The Role of Government

The options for government policy lie across the spectrum, from a policy of "laissez-faire" to an administered petroleum price with accompanying taxes and compensation programs. Neither extreme seems desirable or realistic. The dismantling of the National Energy Program marked a new approach to Canadian energy policy, one that was much more sensitive to developments in international petroleum markets — an outlook brought about not only by a preference for freer markets but also by the practical impossibility of maintaining an administered price for oil which was rapidly outstripping the international price upon which imports, exports and private transactions ultimately depend.

In the vastly different circumstances of 1987, an administered price system hardly seems tenable. Rather, the Committee seeks solutions which are compatible with both the recent re-orientation of Canadian energy policy and the hard realities of the international petroleum market. This includes the possibility of marked price increases in the early 1990s but current prices below levels that would bring major new Canadian reserves on stream in time to meet the growing shortfall in light crude oil.

For this reason, the "laissez-faire" approach, however appealing to the theorists, falls short of ensuring Canada's light crude oil self-sufficiency in the 1990s and beyond. This is a central concern of the Committee's study.

The Committee has therefore considered a range of "intermediate" policy options, and recommended, where appropriate, that certain actions be taken.

1. A Strategic Petroleum Reserve

The federal government should establish a strategic petroleum reserve. Regardless of what policies are pursued to promote the discovery and development of new reserves, a strategic petroleum reserve which would provide 90 days supply to Eastern Canadian refineries would provide immediate defence against a sudden supply shortage, an eventuality not unlikely given the political volatility of the Arab oil producing states.

Petroleum for the reserve would have to be purchased at current market prices from whatever were the most cost-effective sources of supply.

The Western provinces already have security of oil supply. The reserve should be located to give quick access to refineries in the Atlantic and central regions which now rely, or may rely in the future, on offshore sources. Like other types of insurance, the cost should be borne by those who are protected by the policy — the oil consumer. The strategic petroleum reserve could be established with a 1¢ per litre tax levied at the refinery level. At a 1¢ per litre rate, the reserve would grow at a pace that should roughly match Canada's rising net imports of light crude oil, at least over the near-term.

Even though a strategic petroleum reserve would be used at central and Atlantic Canadian refineries in the event of a disruption in offshore oil supplies, Western Canada would also benefit. There are emergency plans in place to ration oil in Canada if imports are curtailed. To the extent that an oil stockpile makes rationing less stringent, consumers from coast to coast would benefit and Western Canada would have to ship less of its oil east under a national oil allocation plan. Although Canada has a net self-sufficiency in oil today, Western production will wane and total Canadian demand will rise. There will not always be a ready surplus of Western oil to be pipelined to Eastern Canadian markets.

2. Options for Government Policy

Two approaches best avoided are providing investment funds out of the federal purse (because there isn't enough money to pay for all of the requests), and putting the government in a position of choosing winners and losers.

Loan guarantees for large projects eliminate the need for direct cost subsidization. They are relatively safe: a project must become a significant financial disaster before the last resort of foreclosure is taken by the banks (witness the Dome Petroleum epic!), so the likelihood of having to pay out is relatively small. Yet a guarantee is often the only thing that will allow the capital market to advance funds to a plausible but highly risky venture. The government's position can be further strengthened by requiring companies to commit a significant proportion of their own capital to the total cost of a project before granting loan guarantees on the borrowed funds that would be needed to make up the difference.

The next question is what projects would be eligible? The answer is difficult. While the government can and does at times assume the role of underwriter, it is not the government's primary skill to pick winners and losers in a highly technical and unpredictable industry.

There is a broad range of fiscal policy tools available to the government. It has been a tradition of the Canadian political system to attempt to influence economic behaviour through incentives contained in the income tax system. It would be relatively easy and quite consistent to make tax incentives available with the stated intention of establishing new petroleum reserves wherever this could be accomplished in the country.

Stronger tax credits, accelerated depreciation and "superdepletion" are all familiar possibilities. But expanding such measures is fundamentally incompatible with the policy goal of tax reform which is intended to reduce or eliminate many of the preferential tax treatments enjoyed by various sectors of the economy. By recommending stronger tax incentives, the Committee would commit the disservice of adding a steeper grade to the much sought-after "level playing field".

A much clearer and more direct means of influencing behaviour is a cash grant. Subsidies to preferred projects initiated in the private sector definitely allow for a clear accounting of what has been accomplished for the taxpayers' money, as the Auditor General has noted. But current fiscal constraints limit the practicality of this approach. The deficit is already too large. Increased expenditures would have to be financed by new or higher taxes. The last 18 months have seen the dismantling of the Petroleum Incentives Program (PIP) with its grants and the corresponding Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT) which was intended to finance it. It is not practical to introduce a similar program of grants and taxes.

An alternative to grants and subsidies to the private sector is for the government

to carry out the work itself through a state agency. This option is not recommended. Not only would it be inconsistent with the general thrust of current government policy and privatization initiatives, but there is also an inherent inefficiency in state enterprise brought about by the lack of accountability; crown corporations never risk a share-holder revolt.

3. The Government as Oil Broker

One of the more innovative suggestions received by the Committee was made during a Committee hearing by a Canadian oil company (Husky Oil, 1987). The firm was presenting the case that Canadian petroleum companies need the certainty of a guaranteed price in order to undertake the mega-projects necessary for the development of new oil reserves.

If the federal government were to enter into petroleum purchase contracts at guaranteed prices, petroleum companies should bid for the sale by offering the lowest possible price. With a contract in hand, the winning firms would undertake their project with the price certainty that would generate private capital market financing.

The government would contract an amount equivalent to 20-30% of projected oil demand, and would be in a position to resell the oil later, and/or keep some of it as a strategic reserve. It was suggested that any losses sustained by the government could be covered by a general cents-per-litre petroleum tax, and the possibility remained of making money were the price of oil to rise above the contracted price.

The main objection with respect to this proposal is that the Committee does not wish to see the Government become a broker of oil.

The Committee also discussed the workings of various potential stabilization programs, and compared the idea in principle and in practice to the assistance given to farmers under present price maintenance programs. After the recent Canadian experience with administered petroleum prices, and wishing to avoid the role of price stabilizer and broker, the Committee does not believe that such programs would be appropriate.

It might be possible, however, to track oil prices with the thought of making loan guarantees available to large projects should the price fall below a stipulated level. This could compensate for the private capital market's reluctance to provide financing for increasing reserves (which is important for the country) during periods when price and profitability are weakening and risk is becoming greater.

APPENDIX A

TWO DISSENTING STATEMENTS

Statement by the Member for Cape Breton - The Sydneys

The Committee has drawn two logical conclusions in view of the evidence collected: there is a growing probability with time of a serious disruption in the international supply of oil; and a laissez-faire approach to economic development will not ensure Canada's future self-sufficiency in light crude oil. Unfortunately, the Committee's recommendations fall well short of addressing the problems which the report acknowledges.

The Committee's emphasis on a government-owned strategic oil reserve is misplaced and diverts attention from the underlying issue – our growing dependence on offshore light-gravity oil which will increasingly be supplied by OPEC as North Sea production declines. Canada, the United States and other industrial nations will be forced to import a progressively larger share of their oil requirements from a politically unstable Middle East. A strategic oil reserve is a short-term mechanism for dealing with an emergency; it is not a policy response to the long-term question of oil supply.

I applaud the Committee's strong support for research and development to foster energy conservation, and both conventional and nonconventional energy technologies. The Committee did not, however, take the next logical step to promote selected energy developments that are clearly in the national interest. Eastern Canada is vulnerable to a disruption in offshore oil supply – why didn't the Committee make a clear statement of support for proceeding now with Hibernia? The Committee has missed two opportunities to effectively promote the use of methanol and ethanol as motor fuel blending agents, which would both extend Canada's stocks of gasoline and provide a ready substitute for lead as an octane enhancer. A modest federal subsidy for a limited period of time is all that is required. The federal government subsidizes the conventional energy system; what is the rationale for withholding similar support for renewable energy development?

The report states that it is not the role of government to pick winners and losers in the energy sector. The federal government picks winners and losers in other areas of Canada's economy – why is this inappropriate in the case of energy, which is vital to our future well-being? The report also concludes that a state agency such as Petro-Canada should not be used to further federal energy objectives because of the "inherent inefficiency in state enterprise". If the alternative is to depend on the petroleum industry to act in Canada's long-term best interest, I prefer to live with a little "inherent inefficiency".

I disagree with recommendation #6 in which the Committee supports petroleum

exploration and development in Alaska's Arctic National Wildlife Refuge. If a pipeline link from the Mackenzie Valley to the Alaska border is predicated on developing petroleum resources in the ANWR, then I disagree with recommendation #5 as well.

This report clearly outlines the potential for serious difficulties to arise in Canada's future supply of light oil. The Committee's recommendations do not measure up to the problem.

Statement by the Member for Vancouver - Kingsway

I agree with the Committee's conclusion that energy is more than an economic commodity and that, while the market mechanisms will always be there, the federal government must influence Canadian energy development.

With regard to the legitimate role of the federal government in the development of Canada's energy resources, I draw to the attention of the Committee the following excerpt from the Dissent to the 1986 Report of the Economic Council of Canada, by Diane Bellemare, Pierre Fortin and K. Kaplansky:

... surely the history of the past century, the lessons of the great depression and repeated international crises ought to teach us that a democratically based government needs a variety of levers to protect the health of a society and, at the same time, to foster private initiative and individual freedom in the face of potential threats posed by unconstrained and frequently manipulated "market forces".

Like the Committee, I too am concerned with Canada's deteriorating supply of domestic light crude oil and with the fact that Canada will have to plan for the 1990s by developing some of our frontier supplies and/or upgrading our heavy oil. Nevertheless, while a stable corporate tax regime is desirable, governments are entitled to a fair economic rent from these resources since, after all, the Canadian public is the owner of these resources.

I strongly disagree with the Committee's recommendation for planning a transportation corridor from the Mackenzie Valley to the Alaska border. That issue was settled 10 years ago when the National Energy Board – after exhaustive hearings in which they heard from the ranking experts in the field – rejected the idea on environmental grounds.

As well, the Committee recommends that Canada support the ill-advised American policy of developing the Arctic National Wildlife Refuge in Alaska. First, the development of the ANWR will affect the Porcupine caribou herd and thus the interests of Canada's native northerners who partly live on the caribou. Second, the official policy of the Canadian Government opposes the exploitation of the ANWR. There is no

commanding reason in Canada's interest to change that policy.

I would add that this report brings together a wealth of useful information on Canada's and the world's supply of and demand for oil.

APPENDIX B

LIST OF WITNESSES

First Session Thirty-third Parliament

Issue No.	Date	Witnesses
13	03-06-86	<p>Energy Resources Conservation Board of Alberta</p> <p>Vern Millard Chairman</p> <p>Frank Mink Manager Economic</p>
14	05-06-86	<p>National Energy Board</p> <p>Roland Priddle Chairman</p> <p>William Scotland Associate Vice-Chairman</p> <p>Dr. Peter Miles Director General Energy Regulation</p> <p>Alan Hiles Director Energy Supply Branch</p> <p>Ross White Director Oil Branch</p>

**First Session
Thirty-third Parliament**

Issue No.	Date	Witnesses
17	17-06-86	<p>Department of Energy, Mines and Resources Geological Survey of Canada Earth Sciences Sector</p> <p>Dr. John Fyles Chief Geologist (Ottawa)</p> <p>Dr. Walter Nassichuk Director Institute of Sedimentary and Petroleum Geology (Calgary)</p> <p>Dr. Richard Procter Executive Director Petroleum Resource Assessment Secretariat (Calgary)</p>

**Second Session
Thirty-third Parliament**

Issue No.	Date	Witnesses
3	24-11-86	<p>Department of Energy, Mines and Resources</p> <p>The Honourable Marcel Masse Minister</p> <p>Martha Musgrove Director General Natural Gas Branch</p>

**Second Session
Thirty-third Parliament**

e No.	Date	Witnesses
	02-12-86	Husky Oil Ltd. Art Price President Jan DeJong Manager Frontier Engineering
	21-01-87	Inter-City Gas Corporation Wayne Harding Vice-President U.S. Corporate Development Inter-City Gas Resources Peter Krenkel Vice-President Operations
	22-01-87	TransCanada PipeLines Gerald J. Maier President and Chief Executive Officer Jim Cameron Executive Vice-President Western Gas Marketing Limited Ken Orr President and Chief Operating Officer

**Second Session
Thirty-third Parliament**

Issue No.	Date	Witnesses
7	05-02-87	National Energy Board Roland Priddle Chairman Dr. Peter Miles Director General Energy Regulation Mark Segal Director Economics Branch Alan Hiles Director Energy Supply Branch Ross White Director Oil Branch Ken Vollman Director General Pipeline Regulation Sandra Fraser General Counsel
8	10-02-87	Polar Gas Project John Holding President Ollie Kaustinen Vice-President Engineering

**Second Session
Thirty-third Parliament**

Issue No.	Date	Witnesses
8	10-02-87	<p>Tennessee Gas Transmission</p> <p>Richard Snyder Director Long Range Planning</p> <p>Jim Keys Vice-President International Energy</p>
9	19-02-87	<p>Department of Energy, Mines and Resources</p> <p>Len Good Associate Deputy Minister Energy Program</p> <p>David Oulton Director General Oil Branch Energy Commodities Sector</p> <p>Peter Dyne Director General Office of Energy Research and Development Research and Technology Sector</p> <p>Gavin Currie Director General Energy Emergency Planning Group Energy Commodities Sector</p>

**Second Session
Thirty-third Parliament**

Issue No.	Date	Witnesses
9	19-02-87	<p>Maureen Dougan Senior Energy Relations Officer Multilateral and Bilateral Energy Relations Division International Energy Relations Branch Energy Policy, Programs and Conservation Sector</p>
11	05-03-87	<p>Georgetown Center for Strategic and International Studies</p> <p>Dr. Henry M. Schuler</p>
12	10-03-87	<p>Imperial Oil Limited</p> <p>Robert B. Peterson Executive Vice-President and Chief Operating Officer</p> <p>Jim Hughes Manager Energy and Industry Outlook Operations Planning and Coordination Department</p>
13	24-03-87	<p>Texaco Canada Resources</p> <p>William A Gatenby President and Chief Executive Officer</p> <p>Jack D. Beaton General Manager Finance and Planning</p>

**Second Session
Thirty-third Parliament**

Issue No.	Date	Witnesses
13	24-03-87	Orville C. Windrem Vice-President
18	30-04-87	Solar Energy Society of Canada Inc. Doug Lorriman President Jeff Passmore Vice-President Bill Eggertson Executive Director

APPENDIX C

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES AND RESOURCES

Members of Parliament who participated in the Committee's study

Chairman

Barbara Sparrow (Calgary South)

Vice-Chairman

Aurèle Gervais (Timmins - Chapleau)

Paul Gagnon (Calgary North)

Russell MacLellan (Cape Breton - The Sydneys)

Lawrence O'Neil (Cape Breton Highlands - Canso)

Bob Porter (Medicine Hat)

Ian Waddell (Vancouver - Kingsway)

Staff

Dean Clay
Consultant

Lawrence Harris
Consultant

Ellen Savage
Clerk of the Committee

APPENDIX D

ENERGY UNITS AND CONVERSION FACTORS

This discussion is reproduced with some modification from Appendix A and Chapter 2 of the 1981 report *Energy Alternatives*, prepared by the former House of Commons Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution.

The International System of Units

A new system of units has been adopted by most countries in recent years. This system of measure, the most accurate yet devised, is called the International System of Units and officially abbreviated as SI (for *Système International*) in all languages. SI is intended as the basis for a global standardization of measurement.

SI is based on the decimal system with its multiples of 10, but is not synonymous with the metric system since it excludes metric units that have become obsolete and includes a few units, such as the second, which are not metric. There are seven base units in SI, of which three are relevant to this report. There are also derived units in SI, of which five pertain to this study. Table D-1 presents these units.

Table D-1: SI Base and Derived Units Used in this Report

Quantity	Name/Unit	Symbol
<i>Base Units</i>		
Length	metre	m
Mass	kilogram	kg
Time	second	s
<i>Derived Units</i>		
Area	square metre	m ²
Volume	cubic metre	m ³
Density	kilogram per cubic metre	kg/m ³
Energy	joule	J
Power	watt	W

The SI package allows for the continued use of certain non-SI units. The hectare (ha) generally replaces the acre as a measure of land and water areas, with the square metre being preferred for other measures of area. Although the second is the base unit for measuring time in SI, other units such as the hour (h), day (d) and year (a) continue to be used. Degrees Celsius ($^{\circ}\text{C}$) continues as the common measure of temperature, with Kelvin temperature (K) being essentially relegated to the scientific domain.

Unfortunately, three names exist to describe the same unit of mass, 1,000 kilograms: metric ton (t), tonne (t) and megagram (Mg or one million grams). Megagram is the correct SI expression but it is not widely recognized; "tonne" seems likely to prevail in the literature.

Energy and Power

In the science of mechanics, energy was originally defined in terms of work, which is the product of a force acting through a distance. In SI notation, the unit of energy is the **joule** and is defined as a force of 1 newton acting through a distance of 1 metre, or

$$1 \text{ joule} = 1 \text{ newton-metre.}$$

Other forms of energy were considered to be independent quantities and thus independent units were defined to quantify them. Man subsequently discovered that energy is conserved – it is neither created nor destroyed in being transformed from one type to another. Thus energy is not really *consumed*, it is *exploited*. An important result of this law of nature – the law of energy conservation – is that one unit of measurement, the joule, can be used to quantify all forms of energy.

In many situations one is interested in the rate at which energy is being delivered or transformed or dissipated. Power is the measure of how fast energy is being delivered or used. Since all types of energy are measurable in joules, it follows that all energy transformations or rates of usage can be measured with a common unit. In SI, that unit is the **watt**. One watt is defined as the delivery of one joule of energy per second, or

$$1 \text{ watt} = 1 \text{ joule/second.}$$

When power is generated at a constant rate, the amount of energy produced in a given time is

$$\text{energy} = \text{power} \times \text{time.}$$

Consequently, $1 \text{ joule} = 1 \text{ watt-second.}$

SI Prefixes

Since the joule and the watt are very small measures of energy and power, one normally works with multiples of these units. To avoid cumbersome quantities, the SI package includes a system of decimal multiples expressed as word prefixes and added to the unit names. Five prefixes cover most of the quantities which arise in a study of this scope. These are presented in Table D-2.

Table D-2: Commonly Used SI Prefixes

SI Prefix	Symbol	Value	Example
kilo	k	10^3 (thousand)	kilovolts (kV)
mega	M	10^6 (million)	megatonnes (Mt)
giga	G	10^9 (billion)	gigawatt-hours (GWh)
tera	T	10^{12} (trillion)	terawatts (TW)
peta	P	10^{15} (quadrillion)	petajoules (PJ)

Conversion Factors

The following conversion factors are either exact or correct to four significant figures.

Distance

1 foot = 0.3048 metre	1 metre = 3.281 feet
1 statute mile = 1.609 kilometres	1 kilometre = 0.6214 statute mile

Area

1 square foot = 0.09290 square metre	1 square metre = 10.76 square feet
1 square mile = 2.590 square kilometres	1 square kilometre = 0.3861 square mile
= 640 acres	= 247.1 acres
= 259.0 hectares	= 100 hectares
1 acre = 0.4047 hectare	1 hectare = 2.471 acres

Volume

1 cubic foot = 0.02832 cubic metre

1 cubic metre = 35.31 cubic feet
= 1,000 litres

1 American barrel = 0.1590 cubic metre

1 cubic metre = 6.290 American barrels

1 American barrel = 42 American gallons
= 34.97 Imperial gallons

1 American gallon = 3.785 litres

1 Imperial gallon = 4.546 litres

Mass

1 short ton = 2,000 pounds

= 0.9072 tonne

1 tonne = 2,205 pounds

= 1.102 short tons

= 1,000 kilograms

1 pound = 0.4536 kilogram

1 kilogram = 2.205 pounds

Energy

1 British thermal unit = 1,054 joules

1 kilowatt-hour = 3,412 British thermal units
= 3,600,000 joules

1 quad = 1 quadrillion British thermal units

= 10^{15} Btu = 1,054 petajoules = $1,054 \times 10^{15}$ joules**Power**

1 kilowatt = 1.341 horsepower

1 horsepower = 745.7 watts

= 3,600,000 joules/hour

1 British thermal unit/hour = 0.2931 watt

SELECTED REFERENCES

- 1) Alberta, Energy Resources Conservation Board, *Alberta's Reserves of Crude Oil, Oil Sands, Gas, Natural Gas Liquids, and Sulphur at December 31, 1986*, 26th ed., ERCB ST 87-18, Calgary, 1987a.
- 2) Alberta, Energy Resources Conservation Board, *Energy Alberta 1986*, ERCB 87-40, Calgary, 1987b.
- 3) British Petroleum Company, *BP Statistical Review of World Energy*, London, June 1986.
- 4) Brooks, David, *Zero Energy Growth for Canada*, McClelland and Stewart Limited, Toronto, 1981.
- 5) Canada, Energy, Mines and Resources, *Energy Security in Canada: A Discussion Paper*, Ottawa, June 1987a.
- 6) Canada, Energy, Mines and Resources, Energy Commodities Sector, *The Sarnia-Montreal Pipeline: An Evaluation of Prospects*, Ottawa, June 1987b.
- 7) Canada, Energy, Mines and Resources, Energy Commodities Sector, Oil Supply Branch, *World Oil Supply/Demand Update*, vol. 5, Ottawa, June 1987c.
- 8) Canada, Energy, Mines and Resources, Energy Statistics Section, *Energy Statistics Handbook*, Ottawa, undated.
- 9) Canada, House of Commons, Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution, *Energy Alternatives*, Supply and Services Canada, Ottawa, May 1981.
- 10) Canada, House of Commons, Standing Committee on Energy, Mines and Resources, *Alcohol Additives: A New Opportunity in Transportation Fuels*, Minutes of Proceedings and Evidence, 1st Session, 33rd Parliament, Issue No. 4, Supply and Services Canada, 1986.
- 11) Canada, National Energy Board, *Canadian Energy Supply and Demand 1985-2005*, Ottawa, October 1986.
- 12) Canada, National Energy Board, *Canadian Energy Supply and Demand 1983-2005*, Technical Report, Ottawa, September 1984.
- 13) Canada, National Energy Board, *Report to the Honourable Minister of Energy*,

Mines and Resources in the Matter of the Exportation of Oil, Ottawa, October 1974.

- (14) Canada, Statistics Canada, *Quarterly Report on Energy Supply-demand in Canada*, Catalogue 57-003, vol. 10, no. 4, August 1986.
- (15) Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, Calgary, undated.
- (16) DeGolyer and MacNaughton, *Twentieth Century Petroleum Statistics 1985*, Dallas, November 1985.
- (17) Grayson, Leslie E., *National Oil Companies*, John Wiley and Sons, Toronto, 1981.
- (18) Hunt, John M., *Petroleum Geochemistry and Geology*, W.H. Freeman and Company, San Francisco, 1979.
- (19) Husky Oil Ltd., *Submission to the House of Commons Standing Committee on Energy, Mines and Resources*, Ottawa, December 2, 1986.
- (20) Imperial Oil Limited, *Submission to the House of Commons Standing Committee on Energy, Mines and Resources on the Implications of Lower World Oil Prices on Canadian Oil Supply and Demand and the Canadian Oil Industry*, Ottawa, March 1987.
- (21) International Energy Agency, *Energy Policies and Programmes of IEA Countries 1985 Review*, Paris, 1986.
- (22) Lee, P.J. et al, *Conventional Oil Resources of Western Canada (light and medium gravity)*, Panel Report 85-02, Petroleum Resource Appraisal Secretariat, Institute of Sedimentary and Petroleum Geology, Geological Survey of Canada, Ottawa 1985.
- (23) McCain, William D. Jr., *The Properties of Petroleum Fluids*, Petroleum Publishing Company, Tulsa, 1973.
- (24) Meyer, R.F. and C.J. Schenk, "Estimate of World Heavy Crude Oil and Natural Bitumen" in *Proceedings of the Third International Conference on Heavy Crude and Tar Sands*, United Nations Institute for Training and Research/U.N. Development Programme, Long Beach, California, 22-31 July 1985.
- (25) Organization of Petroleum Exporting Countries, Secretariat, *Annual Statistical Bulletin 1985*, Vienna, undated.
- (26) Procter, R.M., Taylor, G.C. and Wade, J.A., *Oil and Natural Gas Resources of Canada 1983*, Geological Survey of Canada Paper 83-31, Supply and Service Canada, Hull, 1984.

- (27) Riva, Joseph P., Jr., *Domestic Offshore Petroleum*, Report #85-46 SPR, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, February 1985.
- (28) Riva, Joseph P., Jr., *Domestic Oil Production Projected to Year 2000 on the Basis of Continued, Low Drilling Activity*, Report # 86-177 SPR, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, November 1986.
- (29) Riva, Joseph P., Jr., "Fossil Fuels", *Encyclopedia Britannica*, 1987a, p. 588-612.
- (30) Riva, Joseph P., Jr., *Future Domestic Oil Production Projected under Conditions of Continued Low Drilling Activity*, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, February 18, 1987b.
- (31) Riva, Joseph P., Jr., *The World's Conventional Oil Production Capability Projected into the Future by Country*, Report #87-414 SPR, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, May 1987c.
- (32) "The Tide Turns for OPEC Revenues", *Petroleum Economist*, vol. LIV, no. 7, July 1987, p. 256.
- (33) Tucker, E. Stanley, "The Short-lived Boom", *Petroleum Economist*, vol. LIV, no. 4, April 1987, p. 125-127.
- (34) Turner, Louis, *Oil Companies in the International System*, 3rd ed., Royal Institute of International Affairs, George Allen & Unwin (Publishers) Ltd., London, 1983.
- (35) United Nations, Department of International Economic and Social Affairs, *World Energy Supplies*, Statistical Papers, Series J, nos. 28 (1986), 26 (1984), 25 (1983), 23 (1981) and 19 (1976).
- (36) United States, Central Intelligence Agency, *International Energy Statistical Review*, DI IESR 87-002, Washington, 24 February 1987.
- (37) United States, Department of Energy, *Energy Security: A Report to the President of the United States*, DOE/S-0057, Washington, March 1987.
- (38) United States, National Petroleum Council, *Factors Affecting U.S. Oil & Gas Outlook*, Washington, February 1987.
- (39) World Commission on Environment and Development, *Our Common Future*, Oxford University Press, New York, 1987.
- (40) World Energy Conference, *Energy Terminology: A Multi-lingual Glossary*, 2nd ed., Pergamon Press, Toronto, 1986.

- (41) World Energy Conference, *1986 Survey of Energy Resources*, Holywell Press Ltd., Oxford, 1986.
- (42) "Worldwide Report", *Oil & Gas Journal*, vol. 84, no. 51/52, December 22/29, 1986, p. 33ff.

Pursuant to Standing Order 99(2), the Committee requests that the Government table a comprehensive response to its report.

A copy of the relevant *Minutes of Proceedings and Evidence*, (Issues nos. 13, 14 and 17 from the First Session of the Thirty-third Parliament, and Issues nos. 3, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 18, 25, 26 and 28 which includes this report, from the Second Session of the Thirty-third Parliament) is tabled.

Respectfully submitted,

BARBARA SPARROW

Chairman

Conformément à l'article 99(2) du Règlement, le Comité demande que le gouvernement dépose une réponse globale au présent rapport.

Un exemplaire des *Procès-verbaux et témoignages* (fascicules n°s 13, 14 et 17 de la première session de la trente-troisième législature et fascicules n°s 3, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 18, 25, 26 et 28, qui comprend le présent rapport, de la deuxième session de la trente-troisième législature) est déposé.

Respectueusement soumis,

La présidente,

BARBARA SPARROW

28) Riva, Joseph P., Jr., *Domestic Oil Production Projected to Year 2000 on the Basis of Continued Low Drilling Activity*, Report #86-177 SPR, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, novembre 1986.

29) Riva, Joseph P., Jr., «Fossil Fuels», *Encyclopedia Britannica*, 1987a, p. 588-612.

30) Riva, Joseph P., Jr., *Future Domestic Oil Production Projected under Conditions of Continued Low Drilling Activity*, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, 18 février, 1987b.

31) Riva, Joseph P., Jr., *The World's Conventional Oil Production Capability Projected into the Future by Country*, Report #87-414 SPR, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, mai 1987c.

32) «The Tide Turns for OPEC Revenues», *Petroleum Economist*, vol. LIV, n° 7, juillet 1987, p. 256.

33) Tucker, E. Stanley, «The Short-lived Boom», *Petroleum Economist*, vol. LIV, n° 4, avril 1987, p. 125-127.

34) Turner, Louis, *Oil Companies in the International System*, 3rd ed., Royal Institute of International Affairs, George Allen & Unwin (Publishers) Ltd., Londres, 1983.

35) Nations Unies, Département des affaires économiques et sociales internationales — *Ressources mondiales en énergie*, Etudes statistiques, série J, n° 28 (1986), 26 (1984), 25 (1983), 23 (1981) et 19 (1976).

36) Etats-Unis, Central Intelligence Agency, *International Energy Statistical Review*, DI IESR 87-002, Washington, 24 février 1987.

37) Etats-Unis, Department of Energy, *Energy Security: A Report to the President of the United States*, DOE/S-0057, Washington, mars 1987.

38) Etats-Unis, National Petroleum Council, *Factors Affecting U.S. Oil & Gas Outlook*, Washington, février 1987.

39) Commission mondiale sur l'environnement et le développement, — *Notre avenir à tous*, Oxford University Press, New York, 1987.

40) Conférence mondiale de l'énergie, — *Terminologie de l'énergie: dictionnaire multilingue*, 2^e éd., Pergamon Press, Toronto, 1986.

41) Conférence mondiale de l'énergie, — *Enquête sur les ressources énergétiques* 1986, Holwell Press Ltd., Oxford, 1986.

42) «Worldwide Report», *Oil & Gas Journal*, vol. 84, no. 51/52, 22/29 décembre, 1986, p. 33ff.

- 14) Canada, Statistique Canada. — *Bulletin trimestriel, Disponibilité et écoulement d'énergie au Canada*. Catalogue 57-003, vol. 10, n° 4, août 1986.
- 15) Association pétrolière du Canada. *Statistical Handbook*, Calgary, non daté.
- 16) DeGolyer et MacNaughton, *Twentieth Century Petroleum Statistics* 1985, Dallas, novembre 1985.
- 17) Grayson, Leslie E., *National Oil Companies*, John Wiley and Sons, Toronto, 1981.
- 18) Hunt, John M., *Petroleum Geochemistry and Geology*, W.H. Freeman and Company, San Francisco, 1979.
- 19) Husky Oil Ltd., *Mémoire présenté au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources*, Ottawa, 2 décembre, 1986.
- 20) Compagnie Pétrolière Impériale Ltée. — *Mémoire présenté au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources sur les répercussions des bas prix mondiaux du pétrole sur l'offre et la demande au Canada et sur l'industrie pétrolière canadienne*, Ottawa, mars 1987.
- 21) Agence internationale de l'énergie, — *Politiques et programmes énergétiques des pays membres de l'AIE : examen* 1985, Paris 1986.
- 22) Lee, P.J. et al, *Conventional Oil Resources of Western Canada (light and medium gravity)*, Panel Report 85-02, Petroleum Resource Appraisal, Institut de géologie sédimentaire et pétrolière, Commission Géologique du Canada, Ottawa, 1985.
- 23) McCain, William D. Jr., *The Properties of Petroleum Fluids*, Petroleum Publishing Company, Tulsa, 1973.
- 24) Meyer, R.F. and C.J. Schenk, «Estimate of World Heavy Crude Oil and Natural Bitumen» dans *Proceedings of the Third International Conference on Heavy Crude and Tar Sands*, United Nations Institute for Training and Research/U.N. Development Programme, Long Beach, Californie, 22-31 juillet 1985.
- 25) Organisation des pays exportateurs de pétrole, Secrétariat, *Annual Statistical Bulletin* 1985, Vienne, non daté.
- 26) Procter, R.M., Taylor, G.C. et Wade, J.A., *Ressources en pétrole et gaz naturel du Canada* 1983, Commission géologique du Canada; Étude 83-31, Approvisionnement et Services Canada, Hull, 1984.
- 27) Riva, Joseph P., Jr., *Domestic Offshore Petroleum*, Report #85-46 SPR, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, février 1985.

BIBLIOGRAPHIE

- 1) Alberta, Energy Resources Conservation Board, *Alberta's Reserves of Crude Oil, Oil Sands, Gas, Natural Gas Liquids, and Sulphur* at December 31, 1986, 26^e ed., CCERE ST 87-18, Calgary, 1987a.
- 2) Alberta, Energy Resources Conservation Board, *Energy Alberta* 1986, CCERE 87-40, Calgary, 1987b.
- 3) British Petroleum Company, *BP Statistical Review of World Energy*, Londres, juin 1986.
- 4) Brooks, David, *Zero Energy Growth for Canada*, McClellan and Stewart Limited, Toronto, 1981.
- 5) Canada, Énergie, Mines et Ressources, *La Sécurité énergétique au Canada : Document de travail*, Ottawa, juin 1987a.
- 6) Canada, Énergie, Mines et Ressources, Secteur des ressources énergétiques. — *Évaluation des choix en perspectives pour l'oléoduc Sarnia/Montréal*, Ottawa, juin 1987b.
- 7) Canada, Énergie, Mines et Ressources, Secteur des ressources énergétiques, Direction du pétrole, *Mise à jour de l'offre et de la demande mondiales de pétrole*, vol. 5, Ottawa, juin 1987c.
- 8) Canada, Énergie, Mines et Ressources, Section de la statistique énergétique, *Guide statistique sur l'énergie*, Ottawa, non date
- 9) Canada, Chambre des communes, Comité spécial de l'énergie de remplacement de pétrole, — *Les énergies de remplacement*, Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, mai 1981.
- 10) Canada, Chambre des communes, Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources — *Les mélanges alcool-essence : du nouveau dans les carburants*. Procès-verbaux et témoignages, 1^{re} session, 33^e législature, fascicule n^o 4, Approvisionnements et Services Canada, 1986.
- 11) Canada, Office national de l'énergie, — *L'Énergie au Canada, Offre et demande 1985-2005*, Ottawa, octobre 1986.
- 12) Canada, Office national de l'énergie, — *L'Énergie au Canada, Offre et demande 1983-2005*, Rapport technique, septembre 1984.
- 13) Canada, Office national de l'énergie, — *Rapport à l'Honorable ministre de l'Énergie, des mines et des ressources au sujet de l'exportation de pétrole*, octobre 1974.

Volume

1 pied cube = 0,02832 mètre cube	1 mètre cube = 35,31 pieds cubes
	= 1 000 litres
1 baril américain = 0,1590 mètre cube	1 mètre cube = 6,290 barils américains
1 baril américain = 42 gallons américains	
= 34,97 gallons impériaux	
1 gallon américain = 3,785 litres	
1 gallon impérial = 4,546 litres	

Masse

1 tonne courte = 2 000 livres	1 tonne = 2 205 livres
	= 1 000 kilogrammes
1 livre = 0,4536 kilogramme	1 kilogramme = 2,205 livres

Energie

1 British thermal unit = 1 054 joules	1 kilowattheure = 3 412 British thermal units
	= 3 600 000 joules
1 quad = 1 mille billions de British thermal units	
= 10^{15} Btu = 1 054 pétajoules = 1054×10^{15} joules	

Puissance

1 kilowatt = 1,341 cheval-vapeur	1 cheval-vapeur = 745,7 watts
	= 3 600 000 joules/heure
1 British thermal unit/heure = 0,2931 watt	

Comme le joule et le watt sont de petites mesures d'énergie et de puissance, on utilisera normalement des multiples de ces unités. Afin d'éviter les quantités encombrantes, le SI comprend un système de multiples décimaux exprimés par des préfixes et ajoutés aux noms des unités. Pour la présente étude, cinq préfixes suffisent pour la presque totalité des quantités dont il sera question; ils sont présentés au tableau D-2.

Tableau D-2 : Préfixes SI couramment utilisés

Préfixe SI	Symbole	Valeur	Exemple
kilo	k	10 ³ (mille)	kilovolts (kV)
méga	M	10 ⁶ (million)	mégatonnes (Mt)
giga	G	10 ⁹ (milliard)	gigawatts-heures (GWh)
téra	T	10 ¹² (billion)	téravatts (TW)
péta	P	10 ¹⁵ (mille billions)	pétajoules (PJ)

Facteurs de conversion

Les facteurs de conversion suivants sont soit exacts soit corrects pour les quatre premiers chiffres.

Distance

1 pied = 0,3048 mètre
1 mille anglais = 1,609 kilomètre
1 mètre = 3,281 pieds
1 kilomètre = 0,6214 mille anglais

Surface

1 pied carré = 0,09290 mètre carré
1 mille carré = 2,590 kilomètres carrés
= 640 acres
= 259,0 hectares
1 acre = 0,4047 hectare
1 mètre carré = 10,76 pieds carrés
1 kilomètre carré = 0,3861 mille carré
= 247,1 acres
= 100 hectares
1 hectare = 2,471 acres

Energie et puissance

L'ensemble SI tient compte d'une poursuite de l'utilisation de certaines unités non SI. L'hectare (ha) remplace généralement l'acre comme mesure de surface des étendues de terre et d'eau alors que le mètre carré est l'unité SI préférée pour les autres mesures de surface. Bien que la seconde soit l'unité SI de base pour le temps, d'autres unités telles que l'heure (h), le jour (d) et l'année (a) sont encore utilisées. Les degrés Celsius ($^{\circ}\text{C}$) continueront d'indiquer communément les températures alors que les températures Kelvin seront essentiellement reliées au domaine scientifique.

Malheureusement il existe maintenant trois noms pour décrire la même quantité de masse, 1 000 kilogrammes : la tonne métrique (t), la tonne (t) et le mégagramme (Mg ou un million de grammes). Même si le mégagramme est l'expression SI correcte, elle ne bénéficie pas d'une utilisation très répandue et la «tonne» semble devoir prévaloir dans la documentation.

En mécanique, on a tout d'abord défini l'énergie en termes de travail, c'est-à-dire le produit d'une force sur une distance. Dans le SI, l'unité d'énergie est le **joule** qui est défini comme la force d'un newton agissant sur une distance d'un mètre, ou

$$1 \text{ joule} = 1 \text{ newton-mètre.}$$

On a considéré que d'autres formes d'énergie étaient des quantités indépendantes et on a donc défini des unités de mesure distinctes pour les quantifier. On a ultérieurement découvert que l'énergie est conservée, ni créée ni détruite mais transformée d'une forme à une autre. Ainsi l'énergie n'est pas véritablement consommée, elle est exploitée. Un effet important de cette loi de la nature — la loi de la conservation de l'énergie — est qu'une unité de mesure, le joule, peut être utilisée pour quantifier toutes les formes d'énergie.

Dans un grand nombre de situations on s'intéresse au taux auquel l'énergie est fournie, transformée ou dissipée. La puissance mesure la rapidité avec laquelle l'énergie est fournie ou utilisée. Puisque tous les types d'énergie sont mesurables en joules, il s'ensuit que toutes les transformations de l'énergie ou que tous les taux d'utilisation peuvent être mesurés au moyen d'une même unité. Dans le SI, cette unité est le **watt**. Un watt est défini comme étant un joule d'énergie fournie par seconde, ou

$$1 \text{ watt} = 1 \text{ joule/seconde.}$$

Quand la puissance est produite à un taux constant, la quantité d'énergie produite en un temps donné est la suivante :

$$\text{énergie} = \text{puissance} \times \text{temps.}$$

En conséquence, 1 joule = 1 watt-seconde.

ANNEXE D

UNITÉS ET FACTEURS DE CONVERSION

Cette discussion est reproduite avec certaines modifications de l'annexe A et du chapitre 2 du rapport de 1981 intitulé *Energies de remplacement*, préparé par l'ancien Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole de la Chambre des communes.

Le système international d'unités

Un nouveau système d'unités a été adopté par la plupart des pays au cours des dernières années. Ce système de mesures, le plus précis jamais élaboré, est appelé Système international d'unités et s'abrége officiellement en SI (pour *Système international*) dans toutes les langues.

Le SI est fondé sur le système décimal des multiples de 10, mais n'est pas identique au système métrique puisqu'il exclut de nombreuses unités métriques tombées en désuétude et qu'il incorpore quelques unités, telles que la seconde, qui ne sont pas métriques. Le SI comprend sept unités de base, dont trois sont pertinentes pour le présent rapport. Il comprend également des unités dérivées dont cinq sont pertinentes pour la présente étude. Le tableau D-1 présente ces unités.

Tableau D-1 : Unités de base et unités dérivées du SI utilisées dans le présent rapport

Quantité	Nom/unité	Symbole
Unités de base		
Longueur	mètre	m
Masse	kilogramme	kg
Temps	seconde	s
Unités dérivées		
Surface	mètre carré	m ²
Volume	mètre cube	m ³
Densité	kilogramme par mètre cube	kg/m ³
Énergie	joule	J
Puissance	watt	W

ANNEXE C

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

Les députés qui ont participé à l'étude du Comité

Présidente

Barbara Sparrow (Calgary-Sud)

Vice-président

Aurèle Gervais (Timmins - Chapleau)

Paul Gagnon (Calgary-Nord)

Russell MacLellan (Cape Breton - The Sydneys)

Lawrence O'Neil (Cape Breton Highlands - Canso)

Bob Porter (Medicine Hat)

Ian Waddell (Vancouver - Kingsway)

Personnel

Dean Clay

Conseiller technique

Lawrence Harris

Economiste

Ellen Savage

Le greffier du Comité

**Deuxième Session
Trente-troisième législature**

Fascicule n°	Date	Témoins
13	24-03-87	Jack D. Beaton directeur général Finance et planification Orville C. Windrem vice-président
18	30-04-87	Société d'Energie Solaire du Canada Inc. Doug Lorrman président Jeff Passmore vice-président Bill Eggetson directeur général

**Deuxième Session
Trente-troisième législature**

Fascicule n°	Date	Témoins
9	19-02-87	Maureen Dougan agent principal des relations multilatérales Division de l'énergie, relations multilatérales et bilatérales Direction de l'énergie, relations internationa- les Secteur de la politique, des programmes et des économies de l'énergie
11	05-03-87	<i>Georgetown Center for Strategic and International Studies</i> M. Henry M. Schuler
12	10-03-87	Robert B. Peterson vice-président exécutif et directeur général Jim Hughes directeur Perspectives de l'énergie et de l'industrie Service de la coordination et de la planifica- tion de l'exploitation
13	24-03-87	<i>Texaco Canada Resources</i> William A. Gatenby président—directeur général

Deuxième Session Trente-troisième législature		
Fascicule n°	Date	Témoins
8	10-02-87	<i>Tennessee Gas Transmission</i>

Richard Snyder
directeur
Planification à long terme

Jim Keys
vice-président
Energie internationale

19-02-87 **Ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources**

Len Good
sous-ministre associé
Programme de l'énergie

David Oulton
directeur général
Direction du pétrole
Secteur des ressources énergétiques

Peter Dyne
directeur général
Bureau de recherche et développement
énergétiques
Secteur de recherche et technologie

Gavin Currie
directeur général
Groupe de planification d'urgence sur
l'énergie
Secteur des ressources énergétiques

**Deuxième Session
Trente-troisième législature**

Fascicule n°	Date	Témoins
7	05-02-87	Office national de l'énergie

Roland Priddle
président

M. Peter Miles

directeur général

Réglementation de l'énergie

Mark Segal

directeur

Direction de l'économique

Alan Hiles

directeur

Direction des approvisionnements

énergétiques

Ross White

directeur

Direction du pétrole

Ken Vollman

directeur général

Réglementation des pipelines

Sandra Fraser

conseiller juridique

10-02-87

Polar Gas Project

John Holding

président

Ollie Kaustinen

vice-président

Génie civil

Deuxième Session
Trente-troisième législature

Fascicule n°

Date

Témoins

5

02-12-86

Husky Oil Ltd.

Art Price
président

Jan DeJong

directeur

ingénierie frontalière

6

21-01-87

Inter-City Gas Corporation

Wayne Harding

vice-président

U.S. Corporate Development

Inter-City Gas Resources

Peter Krenkel

vice-président

Opérations

6

22-01-87

Trans Canada Pipe Lines

Gerald J. Maier

président—directeur général

Jim Cameron

vice-président exécutif

Western Gas Marketing Limited

Ken Orr

président et chef de l'exploitation

Fascicule n°	Date	Témoins
17	17-06-86	<p>Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada Secteur des sciences de la terre</p> <p>M. John Fyles géologue en chef (Ottawa)</p> <p>M. Walter Nassichuk directeur Institut de géologie sédimentaire et pétro- lière (Calgary)</p> <p>M. Richard Procter directeur exécutif Secrétariat de l'évaluation des ressources en hydrocarbures (Calgary)</p>
Fascicule n°	Date	Témoins
3	24-11-86	<p>Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources</p> <p>L'honorable Marcel Masse Ministre</p> <p>Martha Musgrove directeur général Direction du gaz naturel</p>

ANNEXE B

LISTE DES TÉMOINS

Première Session Trente-troisième législature		
Fascicule n°	Date	Témoins
13	03-06-86	Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques (Alberta) Vern Millard président Frank Mink gérant Section économique
14	05-06-86	Office national de l'énergie Roland Priddle président William Scotland vice-président associé M. Peter Miles directeur exécutif Réglementation de l'énergie Alan Hiles directeur Direction des approvisionnements énergéti- ques Ross White directeur Direction du pétrole

Le Comité recommande également que le Canada appuie la politique américaine nalisée de mise en valeur de l'*Arctic National Wildlife Refuge* en Alaska. Premièrement, à mise en valeur de l'ANWR influencerait la harde de caribous *Porcupine* et par conséquent les intérêts des autochtones septentrionaux du Canada dont l'existence dépend en partie du caribou. Deuxièmement, la politique officielle du gouvernement du Canada s'oppose à l'exploitation de l'ANWR. Dans l'intérêt du Canada rien ne justifie la modification de cette politique.

J'ajouterais que le présent rapport rassemble d'abondants renseignements utiles sur l'offre et la demande de pétrole au Canada et dans le monde.

de «l'inefficacité inhérente des entreprises d'état». Si la solution de remplacement consiste à dépendre de l'industrie pétrolière pour agir au mieux des intérêts à long terme du Canada, je préfère m'accommoder d'un peu «d'inefficacité inhérente».

Je ne suis pas d'accord avec la recommandation n° 6 par laquelle le Comité appuie l'exploration et la mise en valeur pétrolières dans l'*Arctic National Wildlife Refuge* et l'Alaska. Si un lien par pipeline depuis la vallée du Mackenzie jusqu'à la frontière de l'Alaska doit être établi pour la mise en valeur des ressources pétrolières de l'ANWR, je suis également en désaccord avec la recommandation n° 5.

Le présent rapport souligne clairement la possibilité de sérieuses difficultés pour l'approvisionnement futur du Canada en brut léger. Les recommandations du Comité ne sont pas à la hauteur du problème.

Exposé du député de Vancouver-Kingsway

Je suis d'accord avec la conclusion du Comité à l'effet que l'énergie est plus qu'un bien économique et que, même si les mécanismes du marché existeront toujours, le gouvernement fédéral doit influencer la mise en valeur des sources d'énergie canadiennes.

Pour ce qui est du rôle légitime du gouvernement fédéral dans la mise en valeur des ressources énergétiques canadiennes, j'attire l'attention du Comité sur l'extrait suivant de la Dissension au Rapport du Conseil économique du Canada pour 1986, par Diane Bellemare, Pierre Fortin et K. Kaplansky :

... assurément l'histoire du siècle passé, les leçons de la grande dépression et des crises internationales répétées devraient nous apprendre qu'un gouvernement aux assises démocratiques doit disposer d'un éventail de leviers pour la protection de la santé d'une société tout en encourageant l'initiative privée et la liberté individuelle face aux menaces éventuelles des «forces du marché» débridées et fréquemment manipulées. (Traduction libre)

Tout comme le Comité, je suis également préoccupé par la détérioration des approvisionnements du Canada en brut léger produit au pays et par le fait que le Canada devra planifier pour les années 1990, la mise en valeur de certaines sources d'approvisionnement dans les régions pionnières ou la transformation de notre brut lourd, ou les deux. Néanmoins, alors qu'une forme stable d'impôt sur les sociétés est souhaitable, les gouvernements ont le droit de retirer de justes avantages économiques de ces ressources puisque après tout c'est le public canadien qui en est le propriétaire.

Je m'oppose vigoureusement à la recommandation du Comité concernant la planification d'un corridor de transport de la vallée du Mackenzie à la frontière de l'Alaska. Cette question a été réglée il y a 10 ans lorsque l'Office national de l'énergie — après des audiences exhaustives auxquelles témoignaient les spécialistes éminents dans le domaine — rejetait l'idée pour des raisons environnementales.

ANNEXE A

DEUX DISSENSIONS

Exposé du député de Cape Breton-The Sidneys

Le Comité a tiré deux conclusions logiques à la lumière de la documentation qu'il a recueillie : il existe une probabilité croissante en fonction du temps, d'une perturbation grave des approvisionnements internationaux de pétrole; et une approche de laissez-faire au développement économique n'assurera pas l'auto-suffisance future du Canada en brut pétrolier. Malheureusement les recommandations du Comité ne visent pas, et il s'en faut de beaucoup, les problèmes reconnus dans le rapport.

L'accent que met le Comité sur une réserve stratégique de pétrole appartenant au gouvernement est hors de propos et détourne l'attention de la question sous-jacente — notre dépendance à l'égard du brut léger d'outre-mer dont les approvisionnements seront de plus en plus assurés par les pays de l'OPEP à mesure que diminue la production en mer du Nord. Le Canada, les États-Unis et d'autres pays industrialisés seront forcés d'importer une part progressivement plus importante de leurs besoins en pétrole du Moyen-Orient où règne l'instabilité politique. Une réserve stratégique de pétrole est un mécanisme à court terme pour faire face à une urgence et non une politique de réponse au problème à long terme que constitue l'approvisionnement en pétrole.

Je me réjouis que le Comité soutienne avec fermeté les recherches et le développement à l'appui des économies d'énergie et des technologies classiques et non classiques en matière d'énergie. Le Comité n'a pas toutefois franchi l'étape logique suivante consistant à promouvoir des projets choisis de mise en valeur dans le domaine de l'énergie qui sont clairement dans l'intérêt national. Le Canada oriental est vulnérable à une perturbation des approvisionnements en pétrole d'outre-mer — pourquoi le Comité n'a-t-il pas formulé clairement un appui à la mise en oeuvre du projet Hibernia? Le Comité a raté deux occasions de promouvoir efficacement l'utilisation du méthanol et de l'éthanol comme agents de mélange dans les carburants, ce qui accroîtrait les stocks canadiens d'essence d'une part et fournirait d'autre part un produit de remplacement du plomb facilement disponible comme antidétonant. Seule une subvention modeste du fédéral pendant une durée limitée serait nécessaire. Le gouvernement fédéral subventionne le système énergétique classique; pour quelle raison refuser un appui analogue à la mise en valeur de formes d'énergie renouvelable?

Le rapport affirme qu'il n'est pas du ressort du gouvernement de choisir gagnants et perdants dans le secteur de l'énergie. Le gouvernement fédéral choisit gagnants et perdants dans d'autres domaines de l'économie canadienne — pourquoi la même attitude ne convient-elle pas dans le cas de l'énergie qui est vitale à notre bien-être futur? Le rapport conclut également qu'un organisme d'état comme Pétro-Canada ne devrait pas être utilisé pour favoriser l'atteinte des objectifs fédéraux en matières d'énergie en raison

La principale objection à cette proposition découle du fait que le Comité ne souhaite pas voir le gouvernement devenir un courtier en pétrole.

Le Comité a également examiné le fonctionnement de divers éventuels programmes de stabilisation et comparé les aspects théoriques et pratiques de cette idée à l'aide accordée aux agriculteurs dans le cadre des actuels programmes de soutien des prix. Suite à la récente expérience canadienne en matière de prix administrés du pétrole, et désirant éviter le rôle de stabilisateur des prix et de courtier en pétrole, le Comité ne croit pas que de tels programmes seraient appropriés.

Il pourrait toutefois s'avérer possible de suivre les prix du pétrole tout en gardant à l'esprit la possibilité de garanties d'emprunt pour les grands projets si le prix devait tomber en deçà d'un niveau convenu. Cela pourrait compenser le peu d'empressement du marché des capitaux privés à fournir le financement nécessaire pour l'accroissement des réserves (qui est important pour le pays) pendant des périodes où le prix et la profitabilité faiblissent et où le risque devient plus grand.

secteurs de l'économie. En recommandant de meilleurs stimulateurs fiscaux, le Comité rendrait le mauvais service d'accentuer la pente d'un «terrains» qu'on cherche par ailleurs beaucoup à aplanir.

Un moyen beaucoup plus net et plus direct d'influencer les comportements est la subvention versée comptant. Les subsides accordés à des projets privilégiés amorcés dans le secteur privé permettent nettement de tenir une comptabilité claire de ce qui a été accompli avec l'argent des contribuables comme l'a noté le Vérificateur général. Toutefois les actuelles contraintes fiscales limitent le caractère pratique de cette approche. Le déficit est déjà trop important. Des dépenses accrues devraient être financées au moyen de nouvelles taxes ou de taxes plus élevées. Au cours des derniers 18 mois on a assisté au démantèlement du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) et à la disparition des subventions qu'il prévoyait ainsi que de l'impôt sur les revenus pétroliers (IRP) qui devait servir à son financement. Il ne serait pas opportun d'introduire un programme analogue de subventions et d'impôts.

Une solution de remplacement aux subventions accordées au secteur privé consisterait en ce que le gouvernement effectue lui-même les travaux par l'entremise d'un organisme d'état. Cette option n'est pas recommandée. Non seulement serait-elle incompatible avec la poussée générale des actuelles politiques gouvernementales et initiatives de privatisation, mais les entreprises d'état sont sujettes à une inefficacité inhérente résultant de l'absence de responsabilité; les corporations de la Couronne ne risquent jamais une révolte de leurs actionnaires.

3. Le gouvernement, courtier en pétrole

Une des suggestions les plus innovatrices reçues par le Comité a été formulée lors d'une des séances par une société pétrolière canadienne (*Husky Oil*, 1987). L'entreprise soutenait que les sociétés pétrolières canadiennes doivent avoir la certitude d'un prix garanti afin d'entreprendre les mégaprojets qu'exige la mise en valeur de nouvelles réserves pétrolières.

Si le gouvernement fédéral s'engageait par contrat à acheter du pétrole à des prix garantis, les sociétés pétrolières feraient des offres pour la vente au prix le plus bas possible. Contrat en main, les entreprises gagnantes entreprendraient leurs projets avec une certitude quant au prix qui générerait le financement sur le marché des capitaux privés.

Le gouvernement achèterait à contrat une quantité équivalente à 20 à 30 % de la demande projetée de pétrole et se trouverait dans la position de pouvoir revendre le pétrole plus tard ou d'en garder une partie à titre de réserve stratégique, ou encore de profiter de ces deux possibilités. Il a été suggéré que toute perte encourue par le gouvernement pourrait être couverte par une taxe générale sur le pétrole en cents par litre, et il resterait une possibilité de profit si le prix du pétrole devait devenir supérieur au prix prévu au contrat.

Même si une réserve stratégique de pétrole était utilisée aux raffineries des régions du centre et de l'Atlantique dans l'éventualité d'une perturbation des approvisionnements pétroliers d'outre-mer, le Canada occidental en profiterait également. Il existe des plans d'urgence prévoyant le rationnement du pétrole au Canada si les importations doivent être réduites. Dans la mesure où une réserve de pétrole rendrait le rationnement moins rigoureux, les consommateurs d'un océan à l'autre en profiteraient et le Canada occidental devrait expédier moins de son pétrole à l'est du pays dans le cadre d'un plan national de répartition du pétrole. Bien que le Canada jouisse aujourd'hui d'une autosuffisance nette en pétrole, la production de l'Ouest diminuera alors que la demande canadienne totale augmentera. Il n'existera pas toujours un surplus disponible de pétrole de l'Ouest à acheminer par pipeline aux marchés du Canada oriental.

2. Les avenues possibles d'une politique gouvernementale

Deux des approches qu'il vaut mieux éviter sont la fourniture de fonds d'investissement à même le trésor fédéral (parce qu'il n'y a pas assez d'argent pour satisfaire à toutes les demandes) et le fait de placer le gouvernement dans une position où il doit choisir des gagnants et des perdants.

Les garanties d'emprunt pour les grands projets éliminent la nécessité de l'octroi de subventions directes. Elles sont relativement sûres; un projet doit devenir un désastre financier important avant qu'en dernier recours les banques décident la saisie (comme en atteste l'épopée de la *Dome Petroleum*), de sorte qu'il est relativement peu vraisemblable de se retrouver dans l'obligation de payer. Toutefois, une telle garantie est souvent la seule avenue qui permettra au marché des capitaux d'avancer les fonds nécessaires pour une entreprise plausible mais à risque élevé. La position du gouvernement peut être davantage renforcée en exigeant des sociétés qu'elles engagent une proportion importante de leur propre capital dans le coût total d'un projet avant d'accorder des garanties d'emprunt visant les fonds empruntés qui seraient nécessaires pour parfaire la différence.

La question suivante qui se pose est celle des projets acceptables. La réponse est difficile à formuler. Bien que le gouvernement puisse à l'occasion jouer le rôle de souscripteur à forfait, il n'est pas nécessairement de la compétence du gouvernement de choisir gagnants et perdants dans une industrie hautement technique et imprévisible.

Il y a un large éventail d'instruments de politique fiscale à la disposition du gouvernement. Le système politique canadien a traditionnellement tenté d'influencer le comportement économique par l'entremise de mesures incitatives dans le cadre du système de l'impôt sur le revenu. Il serait relativement facile et très logique de rendre disponibles des incitations fiscales avec l'intention déclarée d'établir de nouvelles réserves de pétrole partout où cela pourrait être accompli dans le pays.

Des crédits d'impôt plus élevés, une dépréciation accélérée et le «superépousement» sont tous des possibilités familières. Toutefois, l'extension de telles mesures est fondamentalement incompatible avec l'objectif d'une réforme fiscale qui vise à réduire ou à éliminer un grand nombre des traitements fiscaux préférentiels dont jouissent divers

marqué une nouvelle approche de la politique énergétique canadienne, qui la rend beaucoup plus sensible aux développements sur les marchés internationaux du pétrole — une perspective introduite non seulement par une préférence pour des marchés plus libres, mais aussi par l'impossibilité, à toutes fins pratiques, de maintenir un prix administré du pétrole qui dépassait rapidement le prix international dont dépendent ultimement les importations, les exportations et les transactions privées.

Dans les circonstances énormément différentes de 1987, un système de prix administré ne semble guère souhaitable. Le Comité recherche plutôt des solutions compatibles tant avec la réorientation récente de la politique énergétique canadienne qu'avec les dures réalités du marché international du pétrole. Ces solutions englobent la possibilité d'augmentations marquées du prix au début des années 1990, mais de prix actuels inférieurs à ceux qui permettraient de mettre en exploitation de nouvelles réserves canadiennes majeures à temps pour faire face au déficit croissant en brut léger.

Pour cette raison, l'approche du laissez-faire, quoique attrayante pour les théoriciens, ne permet pas d'assurer l'autosuffisance du Canada en brut léger dans les années 1990 et après; c'est l'une des préoccupations fondamentales de l'étude du Comité.

Le Comité a par conséquent, pris en considération un éventail de choix de politiques «intermédiaires» et recommande, le cas échéant, que certaines mesures soient prises.

1. Une réserve stratégique de pétrole

Le gouvernement fédéral devrait constituer une réserve stratégique de pétrole. Sans égard aux politiques mises en oeuvre pour promouvoir la découverte et la mise en valeur de nouvelles réserves, une réserve stratégique de pétrole qui assurerait des approvisionnements pour 90 jours aux raffineries du Canada oriental, constituerait une protection immédiate contre une soudaine insuffisance des approvisionnements, possibilité qui n'est pas invraisemblable considérant l'instabilité politique des états arabes producteurs de pétrole.

Le pétrole de cette réserve devrait être acheté aux prix actuels sur le marché et provenir des sources d'approvisionnements présentant le meilleur rapport coût/efficacité.

La sécurité des approvisionnements pétroliers est déjà assurée dans les provinces de l'Ouest. La réserve constituée devrait être située de manière à assurer un accès rapide aux raffineries des régions de l'Atlantique et du centre qui dépendent déjà, ou pourraient dépendre à l'avenir, de sources d'approvisionnements d'outre-mer. Comme dans le cas d'autres genres d'assurances, les coûts devraient incomber à ceux qui sont protégés par la politique — les consommateurs de pétrole. Cette réserve stratégique de pétrole pourrait être constituée au moyen d'une taxe de 1 cent le litre perçue au niveau de la raffinerie. À un taux de 1 cent par litre, la réserve grossirait à un rythme qui devrait correspondre à peu près à l'augmentation des importations nettes de brut léger du Canada, du moins à moyen terme.

POUR L'AVENIR DU CANADA, LA PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE

STRATÉGIQUE

A. Qu'entend-on par la sécurité des approvisionnements pétroliers?

L'expression «sécurité des approvisionnements» est fréquemment utilisée mais rarement définie. Aux fins de l'établissement de politiques il est important que le sens de ce concept soit clair. EMR en proposait la définition suivante dans le récent rapport intitulé «Sécurité de l'énergie au Canada».

La sécurité des approvisionnements comporte deux volets : les volumes disponibles d'une part et les hausses de prix consécutives à une réduction des approvisionnements d'autre part. Dans le premier cas, les Canadiens peuvent prétendre à la sécurité des approvisionnements pétroliers s'ils ont l'assurance que, dans une situation d'urgence, ils pourront obtenir le pétrole dont ils ont besoin pour maintenir leur activité économique, leur confort et leur mobilité à un niveau acceptable. En ce qui concerne les effets d'une réduction des approvisionnements sur les prix, la sécurité consiste à protéger l'économie contre une flambée du prix du pétrole (et de ses proches substituts) qui, comme nous l'a appris l'expérience des vingt dernières années, peut transformer radicalement les conditions des échanges commerciaux et réduire le revenu national (EMR, 1987a, p. ii).

Le Comité est d'accord avec cette définition plutôt technique de la sécurité des approvisionnements, mais en prolongerait la description. Le pétrole n'est pas une composante isolée du système énergétique canadien, mais plutôt un aspect d'un complexe système intégré. À notre avis, la sécurité des approvisionnements pétroliers s'améliore à mesure que l'importance relative du pétrole dans le marché énergétique canadien est réduite et que se multiplient les occasions de substitution d'un combustible pour un autre. Les économies d'énergie, le remplacement de combustibles, et l'exploitation de formes d'énergie non classiques contribuent à la sécurité des approvisionnements pétroliers en rendant moins pressante la nécessité d'importer du pétrole. Les économies et l'introduction de formes d'énergie renouvelables ainsi que de nouvelles technologies énergétiques peuvent être recherchées dans toutes les régions du pays. En d'autres termes, la sécurité des approvisionnements pétroliers devrait être envisagée dans le cadre d'un système énergétique national élastique, qui tendrait à l'avenir à réduire les actuelles disparités régionales marquées quant aux approvisionnements en énergie.

B. Le rôle du gouvernement

Les options du gouvernement en matière de politiques couvrent tout le spectre, depuis une politique de laissez-faire jusqu'à un prix administré du pétrole accompagné de taxes et de programmes de compensation. Ni l'une ni l'autre des situations extrêmes ne semble souhaitable ou réaliste. Le démantèlement du Programme national de l'énergie a

Le Canada a encouragé le remplacement du pétrole par d'autres formes d'énergie. En 1986, moins de 1 % de l'électricité produite au Canada l'était par combustion de pétrole; la production d'électricité par les centrales alimentées au charbon et à l'énergie nucléaire a augmenté en remplacement de l'utilisation du pétrole. Le prolongement du réseau de distribution de gaz naturel au Québec a été un important facteur du succès de la réduction dans cette province de la dépendance à l'endroit des produits pétroliers. La mise en valeur du champ de gaz naturel *Venture* au large de la Nouvelle-Écosse ou le prolongement du réseau de distribution de gaz jusqu'au Canada de l'Atlantique présenteraient semblablement des occasions de remplacement du pétrole dans les régions du pays (le nord excepté) qui dépendent encore le plus de cette forme d'énergie.

Les nombreuses possibilités qui s'offrent au Canada dans le domaine du développement de sources d'énergie de remplacement ont été résumées dans l'étude antérieure du Comité spécial de la Chambre des communes sur l'énergie de remplacement du pétrole (*Énergies de remplacement*, 1981). Cette étude démontre que les options ne manquent pas quoiqu'elles soulèvent certainement des questions de coûts et des contraintes budgétaires. Certaines de ces solutions de remplacement n'auront que dans plusieurs années une influence importante sur le système énergétique canadien. D'autres ont déjà été développées au point où elles sont techniquement disponibles aujourd'hui même, selon les prix de l'énergie. Il est particulièrement important de poursuivre les travaux de R&D nécessaires pour faire progresser ces solutions de remplacement vers le stade de l'utilisation commerciale afin que le Canada dispose à l'avenir d'un éventail de possibilités en matière d'énergie.

manière incriminable à la production de pétrole sur de longues périodes de temps; une fois de plus son effet sera de ralentir la diminution de production de brut léger, et non de l'inverser.

L'autre manière d'accroître l'offre consiste à mettre en valeur les immenses ressources canadiennes de bitume et les importants gisements de brut lourd. Puisque ces hydrocarbures lourds sont plus difficiles et plus coûteux à produire et à transformer que les bruts légers, le prix du pétrole est un facteur critique quant à leur disponibilité. Le bitume et le brut lourd doivent être transformés en produits pétroliers légers dont nous avons besoin. La rentabilité de cette transformation est fonction tant des prix du pétrole en général que des différences de prix entre brut léger et brut lourd. Aux prix récents, la transformation de ces pétroles n'a pas constitué une perspective attrayante.

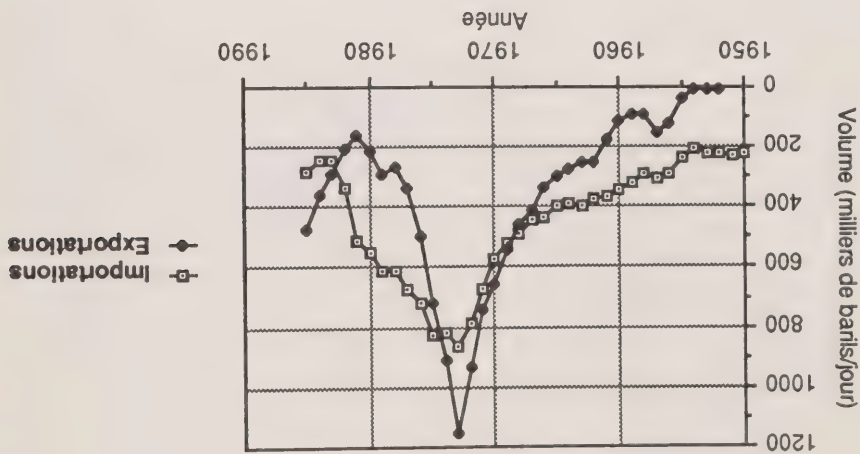
Le Canada exporte actuellement la plus grande partie de sa production croissante de brut lourd et de bitume en les diluant au moyen de pentanes plus afin de pouvoir les acheminer par pipeline aux États-Unis sans qu'il soit nécessaire de les transformer. L'accroissement de ce genre de production comporte des limites. Premièrement, la demande intérieure pour ces bruts lourds n'est pas importante et on prévoit qu'elle n'augmentera que lentement. Deuxièmement, le marché des États américains septentrionaux pourrait devenir saturé. Troisièmement, il pourrait exister des limites quant aux quantités de diluants disponibles pour l'acheminement par pipeline du brut lourd et du bitume non traités. Un accroissement continu de la production canadienne de bitume et de brut lourd est ultimement lié au développement d'installations de transformation au pays même (en plus des actuelles installations de transformation des usines intégrées de transformation des sables bitumineux de la *Suncor*).

Si des installations plus importantes de traitement de combustibles tirés des pétroles lourds peuvent être construites, les ressources canadiennes en hydrocarbures lourds pourraient adéquatement satisfaire pendant des décennies la demande du pays en produits pétroliers.

Si l'on examine la question de la restriction de la demande pétrolière, le Canada dispose ici encore d'une gamme de choix: l'économie, l'utilisation d'autres formes classiques d'énergie comme le gaz naturel et le charbon à titre de substituts du pétrole et l'exploitation de nouvelles formes d'énergie — principalement les approvisionnements en énergies renouvelables — en remplacement du pétrole. Un appui en R&D aux technologies innovatrices dans le domaine de l'énergie est nécessaire pour la réduction des coûts de ces options et pour accroître l'efficacité de l'utilisation de l'énergie.

Malgré des prix plus faibles du pétrole, il persiste encore des occasions rentables d'économiser ce produit. Les avantages cumulés de l'économie peuvent être très impressionnants. Aux États-Unis la consommation totale d'énergie en 1985 n'était pas plus élevée qu'en 1973 et l'utilisation du pétrole était à la baisse. Ce résultat a été obtenu en dépit d'un accroissement de la population et d'une croissance économique. L'économie reste l'une des stratégies les plus efficaces de modification de la demande de pétrole.

Figure 50 : Exportations et importations canadiennes de pétrole brut depuis 1950



Source : APC, non daté, tableau 2, section VIII, tableau 1, section XI.

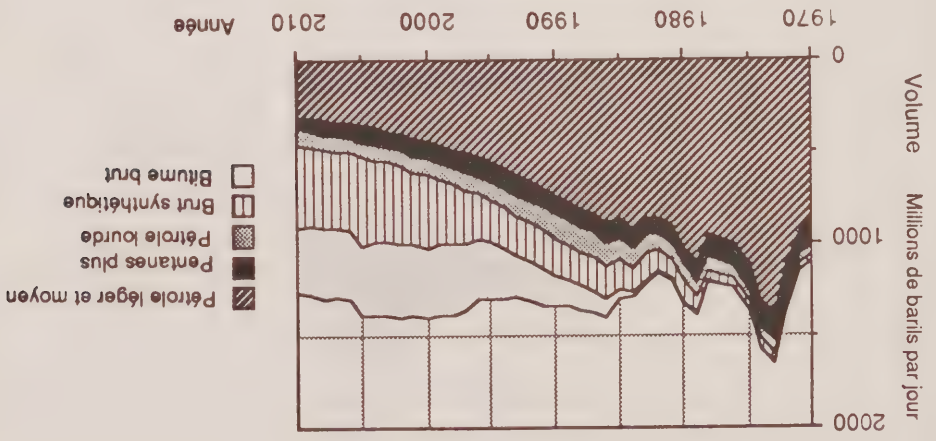
F. Équilibrer l'offre et la demande futures de pétrole

Pour ce qui est de la disponibilité du brut léger, le Canada peut envisager un plus grand nombre de choix que de nombreux autres pays. Il faut étudier tant l'aspect offre que l'aspect demande de l'équation pétrolière.

En termes d'offre, le Canada dispose de deux moyens pour accroître la disponibilité du brut léger, abstraction faite de ce qui reste à récupérer dans le bassin sédimentaire de l'Ouest. L'offre en brut léger classique peut être accrue par la mise en valeur de nouvelles réserves dont l'existence a été établie au large de la côte Est et dans le Nord. Ces gisements sont coûteux à exploiter et jusqu'ici les quantités découvertes de pétrole récupérable ne suffisent pas pour soutenir un niveau de production permettant de compenser la diminution projetée des quantités livrables de brut léger au Canada occidental. Néanmoins le pétrole des régions pionnières peut permettre de réduire le taux auquel le Canada deviendra dépendant du brut léger d'outre-mer.

L'industrie pétrolière doit atteindre les taux de récupération les plus élevés possibles lors de l'extraction de nos ressources pétrolières classiques et c'est là qu'interviennent les méthodes de récupération assistée permettant d'accroître l'efficacité de l'utilisation de ces ressources. De faibles prix du pétrole rendent toutefois cet objectif plus difficile à atteindre puisque la récupération assistée est une méthode plus coûteuse de maximisation de la récupération du brut en place. La récupération assistée ajoute de

Figure 49 : Projection de la production de pétrole de l'Alberta jusqu'en l'an 2010



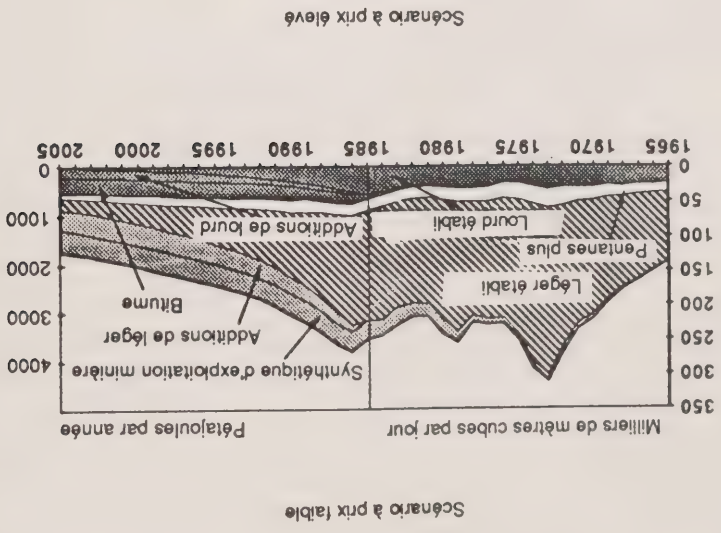
Source : CCER, communication personnelle.

E. Le commerce pétrolier canadien

L'industrie pétrolière canadienne a utilisé ses ventes à l'exportation aux États-Unis pour promouvoir son développement. À certaines époques une proportion importante de la production de pétrole brut et de gaz naturel de l'Ouest canadien a été vendue aux États-Unis. Le Canada oriental a traditionnellement satisfait ses besoins en pétrole grâce aux importations d'outre-mer. Ainsi le pétrole brut a toujours été une composante majeure du commerce canadien des produits énergétiques, même pendant les périodes où le pays a maintenu une approximative autosuffisance nette en pétrole. La perspective pour les années 1990 est un accroissement de nos importations de brut léger dont le volume devrait dépasser celui des exportations de pétroles plus lourds aux États-Unis.

La figure 50 présente l'évolution des importations et des exportations canadiennes de brut depuis 1950. Même lorsque le Canada était un important pays exportateur net de brut en 1973, il en importait néanmoins des quantités substantielles. Cette configuration, avec exportation de brut du Canada occidental aux États-Unis équilibrée par des importations de brut au Canada oriental depuis des pays d'outre-mer, s'est maintenue pendant une bonne partie de la période d'après-guerre.

Figure 48 : Offre future de brut indigène suivant deux scénarios de prix



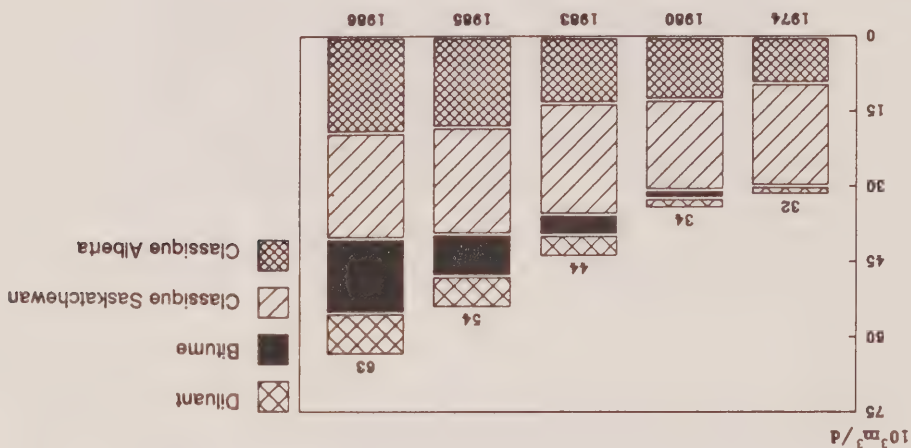
Source : ONE, 1986, page 87.

En 1986, l'Alberta assumait 83 % de la production de pétrole classique au Canada et 100 % de la production de bitume et de brut synthétique, soit l'équivalent de 88 % de la production totale de pétrole au Canada. La Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques a fait une projection de la production de pétrole de l'Alberta jusqu'en l'an 2010, comme l'indique la figure 49. La GCERE évalue la production de brut classique en l'an 2010 à seulement le tiers de sa valeur de 1986. La production de bitume, brut ou raffiné, constituera la plus grande partie de la production de pétrole de l'Alberta au début du siècle prochain.

La faible remontée de la capacité de production de brut léger, comme l'indique la figure 45 pour les années 1984 et 1985, tient principalement à l'expansion de la production de *Norman Wells* dans les Territoires du Nord-Ouest. En 1986, la capacité de production dans l'Ouest canadien a repris sa tendance à la baisse.

La production de brut lourd, représentée à la figure 46, est reprise à la figure 47 qui en donne la composition. La production de brut lourd classique en Saskatchewan est demeurée relativement constante au cours de la période, tandis qu'elle a augmenté en Alberta. La production de bitume non raffiné a connu la plus forte croissance tout comme la production de diluant destinée à permettre le transport du pétrole par pipeline.

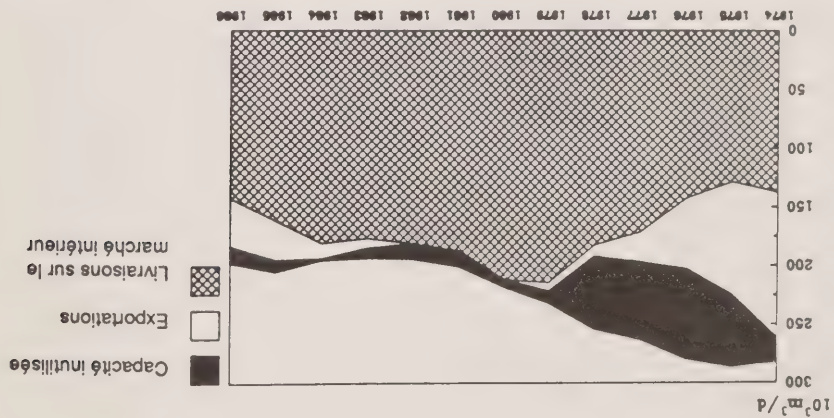
Figure 47 : Composition de la production de brut lourd du Canada



Source : EMR, 1987b, page 6.

La capacité future de production de pétrole du Canada a été évaluée par l'ONE dans deux scénarios de prix pour une période se terminant en l'an 2005, lesquels scénarios couvrent, selon l'Office, la plage des prix internationaux futurs. Même si l'ONE reconnaît que les prix pourraient fluctuer au-delà et en deçà des limites de cette plage, il considère que les deux scénarios couvrent la gamme des prix du pétrole susceptibles d'être soutenus. Le scénario à prix faible est basé sur le prix du brut intermédiaire du Texas occidental (BITO), à Chicago, qui atteindra 18 \$ US le baril (en dollars US constants de 1986) en 1995 et demeurera constant en dollars courants par la suite. Le scénario à prix élevé s'appuie sur un prix de 27 \$ US le baril à compter de 1995. La figure 48 donne les projections résultantes de l'ONE relativement à l'offre future de brut canadien jusqu'en 2005 selon les deux scénarios de prix.

Figure 45 : Capacité de production de brut léger du Canada, 1974-1986

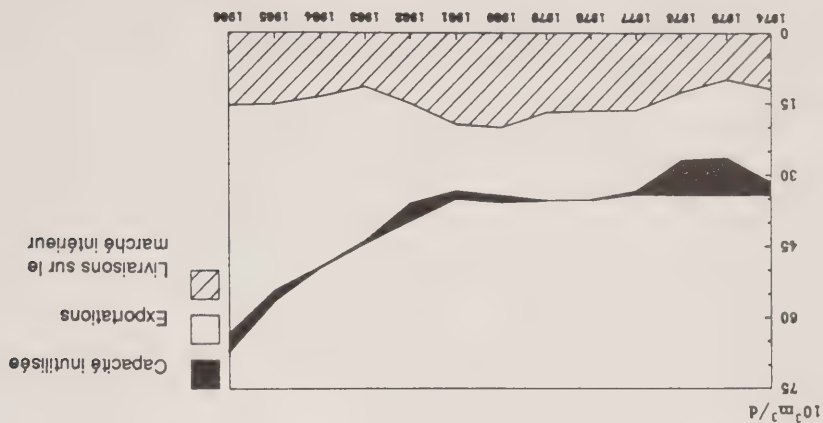


Note :

La capacité ne comprend pas le propane, le butane et l'éthane, ainsi que le solvant utilisé dans le transport du brut lourd par pipeline.

Source : EMR, 1987b, page 5.

Figure 46 : Capacité de production de brut lourd du Canada, 1974-1986



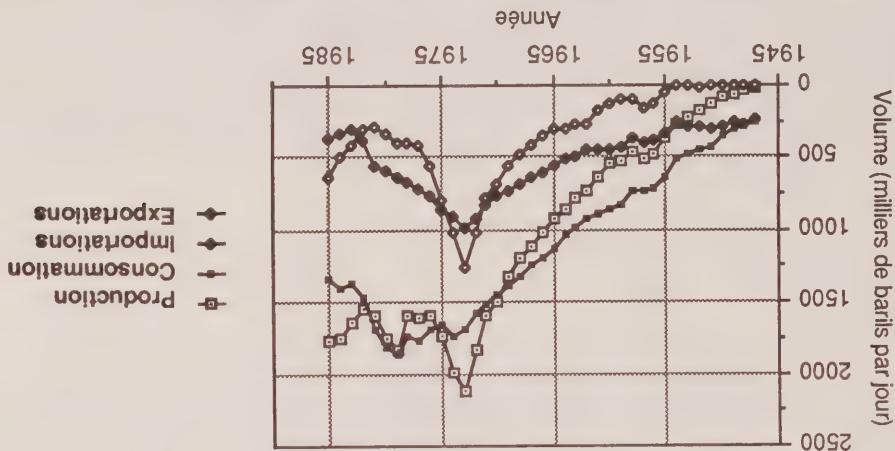
Source : EMR, 1987b, page 6.

La figure 44 représente la production, la consommation, les importations et les exportations de pétrole au Canada. Après 1973, l'élimination des exportations de brut léger est devenu un des objectifs de la politique nationale. Récemment, l'Office national de l'énergie a libéralisé les exportations de pétrole. Les exportations de brut léger par des contrats de moins d'un an ne sont maintenant, à toutes fins pratiques, plus limitées dans la mesure où elles sont déclarées. Le gouvernement fédéral se réserve toutefois le droit de limiter les exportations là où l'intérêt national l'exige. L'article 8 de la partie I de l'Accord de l'Ouest (signé par les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan en mars 1985) stipule :

« Lorsque les approvisionnements de brut et de produits pétroliers destinés aux consommateurs canadiens seront fortement menacés, le gouvernement fédéral, après consultation avec les provinces productrices, pourra limiter les exportations au niveau qu'il jugera nécessaire pour assurer des approvisionnements suffisants aux Canadiens. »

À l'article 5 de la partie I, l'ONE est tenue d'introduire des clauses de force majeure, le cas échéant, dans les contrats d'exportation dont la durée dépasse un mois. La capacité canadienne de production de brut depuis 1974 est séparée en ses deux composantes, le brut léger et le brut lourd, dans les figures 45 et 46.

Figure 44 : Production, consommation, importations et exportations de pétrole au Canada



- Notes :
1. La production comprend tous les hydrocarbures liquides.
 2. La consommation comprend le brut traité en raffinerie et les importations nettes de produits.
 3. Les importations et les exportations comprennent le brut et les produits raffinés.

Source : Association pétrolière du Canada, sans date, tableau 7, section III; tableau 1, section VII; tableau 2, section VIII; tableau 1, section IV.

cause d'incertitudes quant à l'extraction du pétrole lourd, la CGC dans son étude de 1983 fait observer que les estimations du pourcentage total des ressources qui seront récupérables sont fortement liées aux paramètres coût-prix et ne sont pas incluses dans le rapport (CGC, 1984, p. 49).

Il est connu que de grandes quantités de gaz naturel se sont accumulées en profondeur aux confins occidentaux du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Ce gaz se trouve dans des formations « serrées », roches de porosité très faible et de perméabilité extrêmement faible. Pour produire ce gaz, il faudrait recourir à la fracturation hydraulique massive de la roche réservoir. Là où le gaz de bassin profond est en contact avec des réservoirs plus classiques, comme ceux du champ gazier d'Elmworth, il est probable que sa récupération soit rentable. À Elmworth, environ 0,35 billion de pieds cubes (10 milliards de mètres cubes) de gaz sont en contact avec des conglomérats plus perméables et ont été qualifiés de réserve par la CGC. Cette dernière n'a pas encore évalué le potentiel canadien en gaz de bassin profond, mais l'industrie estime qu'il atteindrait 30 billions de pieds cubes (8 500 milliards de mètres cubes) selon des chiffres qu'elle a publiés.

Les gisements canadiens de schistes bitumineux sont très dispersés dans le pays et la plupart n'ont pas été examinés en détail. Les schistes bitumineux les mieux connus se trouvent au Nouveau-Brunswick et leur exploitation est considérée comme rentable à des prix du pétrole plus élevés. Les estimations des réserves indiquent que le gisement du Nouveau-Brunswick renfermerait plus de 283 millions de barils (45 millions de mètres cubes) de pétrole de schiste.

Le tableau général du potentiel canadien est donc le suivant : potentiel limité en additions aux réserves de brut léger et moyen dans l'Ouest canadien; potentiel substantiel de mise en valeur à prix plus élevé du pétrole classique dans les régions pionnières du Canada; potentiel très grand de mise en valeur du pétrole non classique à prix plus élevé, avec valorisation du pétrole, dans l'Ouest canadien.

D. La production et la consommation de pétrole au Canada

Pendant la plus grande partie de la période de l'après-guerre, le Canada a été un importateur net de pétrole. Pendant deux périodes relativement courtes, — au début des années 1970, épisode au cours duquel la production canadienne de pétrole a atteint son maximum, et aujourd'hui —, le Canada a été un exportateur net. Le pétrole léger est la plus faible composante des exportations et connaîtra une baisse dans les années à venir. Dans les années 1970 et 1980, le Canada a progressivement augmenté sa production de bitume et de pétrole lourd. Le pétrole lourd et le bitume dilué constituent maintenant la plus grande partie de nos exportations de pétrole. Le marché canadien ne peut absorber qu'une faible partie de la production intérieure de pétrole lourd et de bitume brut et, mises à part les installations minières intégrées de sables bitumineux de *Suncor* et de *Syncrude*, l'industrie canadienne n'a pas les moyens de transformer ces produits lourds en produits légers dont le pays a besoin. Par conséquent, le Canada comble aussi une partie de ses besoins en brut léger par des importations.

Les gisements canadiens de bitume sont de loin les plus grands dans le monde et se trouvent presque tous en Alberta. Une étude récente des ressources mondiales de pétrole lourd attribue au Canada 82 % des ressources en bitume, soit un nombre estimé à 2,66 billions de barils de bitume en place sur un total mondial de 3,2 billions de barils. Cette évaluation comprend les ressources en bitume provenant de l'ensemble des sables bitumineux et du «triangle des carbonates», roches carbonatées sous-jacentes aux gisements de sables bitumineux (Meyer et Schenk, 1985). Des dépôts de bitume brut se sont accumulés dans ces roches carbonatées et ont reçu le nom de pétrole de carbonate. Aucune production du pétrole de carbonate n'est prévue dans un avenir rapproché.

D'après l'étude de 1983 de la CGC, la quantité de bitume contenue dans les sables bitumineux approche les 1,25 billion de barils (197 590 millions de mètres cubes); cependant, seule une petite fraction de cette quantité est considérée comme ultimement récupérable. La CGC estime aussi à 315 millions de barils (50 millions de mètres cubes) de bitume en place les ressources de la formation de Grosmont dans le triangle des carbonates (CGC, 1984). Dans son plus récent rapport sur les réserves, la CCERE évalue la quantité de bitume brut en place dans les gisements de sables bitumineux désignés à 1,69 billion de barils (268 milliards de mètres cubes). La Commission albertaine évalue en outre le volume ultime de bitume brut en place dans la province à 2,52 billions de barils (400 milliards de mètres cubes) (CCERE, 1987).

De ces 2,52 billions de barils de bitume réputés constituer les ressources totales, la CCERE estime que 170 milliards de barils (27 milliards de mètres cubes) se trouvent dans des gisements qui pourraient tôt ou tard être exploitables à ciel ouvert; les autres 2,35 billions de barils (373 milliards de mètres cubes) se trouvent dans des gisements plus profonds dont l'exploitation nécessiterait l'utilisation de techniques de récupération in situ ou d'exploitation souterraine. Le volume exploitable initial de bitume brut en place a été établi à environ 75 milliards de barils (11,9 milliards de mètres cubes). Compte tenu de divers facteurs, y compris un facteur de récupération englobant l'exploitation et l'extraction de 0,79, la CCERE évalue les réserves exploitables établies de bitume brut à 33,3 milliards de barils (5,3 milliards de mètres cubes) (CCERE, 1987).

L'Association pétrolière du Canada (APC) n'inclut dans les réserves établies et exploitées que le pétrole contenu dans les sables bitumineux qui se trouvent à une distance économique des usines d'extraction commerciale des sables bitumineux et des projets expérimentaux ou de démonstration. L'APC a évalué cette quantité à 860 millions de barils (130,5 millions de mètres cubes) de bitume brut à la fin de 1985 (APC, sans date, page 11/15A).

Les gisements de pétrole lourd du Canada sont modestes à l'échelle mondiale, mais importants à l'échelle nationale. Le Canada posséderait 1,3 % des ressources mondiales en pétrole lourd, soit un total de 1,3 milliards de barils initialement en place sur une estimation mondiale d'environ 880 milliards de barils. Environ 750 millions de barils seraient récupérables initialement, dont 438 millions de barils avaient déjà été produits au moment de l'étude (Meyer et Schenk, 1985). Même si une partie limitée des gisements de pétrole lourd de Lloydminster peut être exploitée par des moyens classiques, la CGC considère que l'ensemble des ressources en pétrole lourd n'est pas du pétrole classique. A

Figure 43 : Gisements de sables bitumineux, de gaz de bassin profond et de pétrole de carbonate de l'Ouest canadien



Les ressources du Canada en pétrole non classique sont immenses. La Commission géologique du Canada désigne par pétrole non classique tout pétrole ou gaz dont le gisement ne peut être exploité efficacement au moyen des techniques pétrolières habituelles. Cette catégorie comprend les sables bitumineux, le pétrole lourd, le pétrole de carbonate, le gaz de bassin profond et les schistes bitumineux. La plupart de ces gisements sont situés en Alberta, comme l'indique la figure 43.

Dans son étude de 1985 sur les ressources classiques de l'Ouest canadien en brut léger et moyen, la CGC a établi les chiffres suivants.

Réerves établies résiduelles : 4,3 milliards de barils (684 millions de mètres cubes)

Potentiel : 1) très certain — 2,9 milliards de barils (460 millions de mètres cubes)

2) moyennement certain — 3,7 milliards de barils (590 millions de

mètres cubes)

3) spéculatif — 4,8 milliards de barils (770 millions de mètres cubes)

Tableau 7 : Ressources en pétrole classique et en gaz naturel du Canada

Potentiel	Réerves et ressources		
	Très certain	Moyennement certain	Spéculatif

Pétrole récupérable

(millions de barils) ^{b)}

Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	4 743	1 472	3 730	7 611
Bassins de la Cordillère	—	—	315	692
Mer de Beaufort/Delta du Mackenzie	736	1 931	8 473	16 933
Îles de l'Arctique	478	1 988	4 315	8 208
Bassin offshore de l'est du Canada	1 415	3 220	11 806	21 336
Bassins paléozoïques de l'est du Canada	5	126	1 050	3 805
Totaux ^{c)}	7 377	9 347	29 689	56 579

Gaz récupérable

(milliards de pieds cubes) ^{d)}

Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	74 518	54 503	88 391	174 029
Bassins de la Cordillère	—	1 412	9 531	26 828
Mer de Beaufort/Delta du Mackenzie	10 096	30 746	65 835	144 836
Îles de l'Arctique	12 743	38 830	79 672	129 269
Bassin offshore de l'est du Canada	1 415	3 220	11 806	21 336
Bassins paléozoïques de l'est du Canada	311	1 624	6 707	23 298
Totaux ^{c)}	106 359	153 273	335 668	645 461

Notes : a) Les réserves établies sont comprises dans les ressources découvertes.

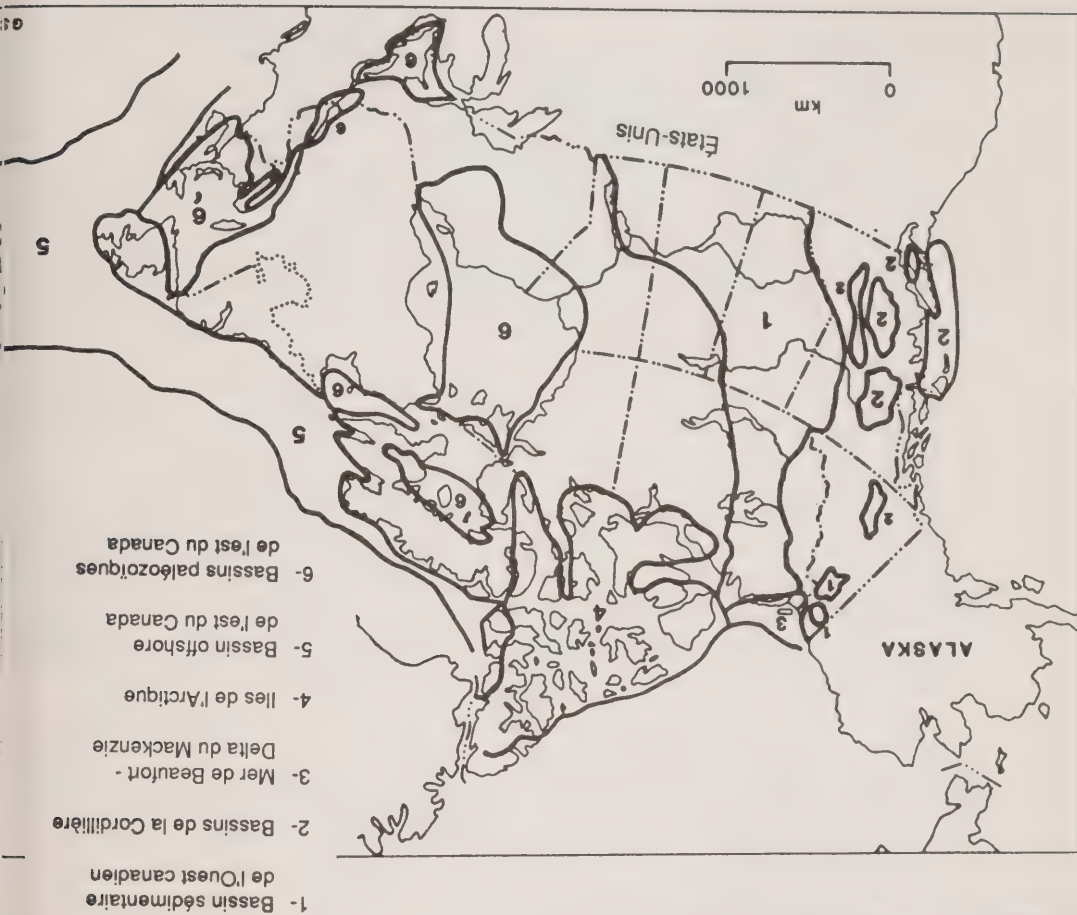
b) Les données présentées en millions de mètres cubes dans la source ont été converties en millions de barils au moyen du facteur de conversion approximatif 1 mètre cube = 6,29 barils.

c) Les totaux précédés d'un « ne » proviennent pas d'une somme arithmétique mais d'une somme statistique.

d) Les données présentées en milliards de mètres cubes dans la source ont été converties en milliards de pieds cubes au moyen du facteur de conversion approximatif 1 mètre cube = 35,3 pieds cubes.

3 300 gisements. Comme il faut s'attendre que les prochains gisements seront plus petits et plus difficiles à découvrir, la CGC conclut que le taux de succès des forages de recherche sera faible et qu'il faudra peut-être forer autant de puits d'exploration pour trouver les derniers 24 % des ressources en pétrole brut léger et moyen de l'Ouest canadien qu'il en a fallu pour trouver les premiers 76 % (Commission géologique du Canada, communication personnelle).

Figure 42 : Régions pétrolières du Canada



Source : EMR, 1984, p.1.

du dessus représente la production totale d'énergie primaire au Canada depuis 1978. Si on tient compte des importations et des exportations d'énergie et des variations nettes des stocks énergétiques, on obtient la deuxième courbe, l'énergie brute disponible au Canada. Détaillée de la consommation et des différences pertes d'énergie dans les industries de la production, de la conversion et de la distribution d'énergie, cette courbe donne la troisième courbe, la consommation intérieure nette d'énergie. Cette consommation se répartit en consommation pour la production d'énergie, en consommation à des fins non énergétiques et en demande d'énergie dans les secteurs industriel, des transports, résidentiel et commercial.

C. Le pétrole : ressources, réserves et possibilités de production

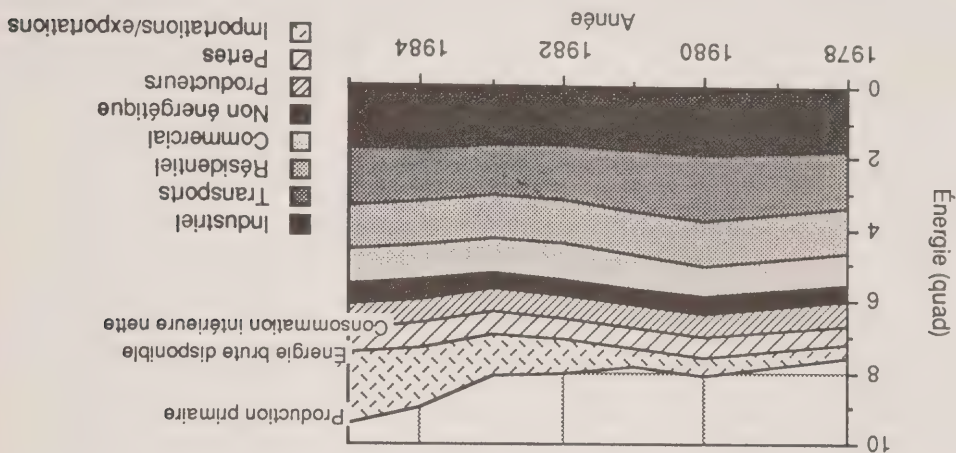
Les ressources pétrolières du Canada sont évaluées régulièrement et systématiquement par la Commission géologique du Canada (CGC). Ces estimations sont préparées au moyen d'une forme d'analyse des probabilités qui produit une plage de valeurs ainsi qu'un niveau de confiance associé à différents intervalles de cette plage. L'analyse nationale la plus récente a été effectuée en 1983. Les estimations des ressources de l'Ouest canadien en pétrole classique léger et moyen ont été examinées et révisées en 1985.

L'analyse est effectuée pour chacune des six régions pétrolières canadiennes et porte sur les ressources tant classiques que non classiques. La figure 42 est une carte du pays indiquant les six régions. Le tableau 7 contient les résultats de l'étude de 1983 de la CGC. Le potentiel pétrolier ou gazier est exprimé selon trois niveaux de confiance : 1) très certain ou probabilité de 95 % que cette quantité de pétrole ou de gaz récupérable existe dans la région analysée; 2) moyennement certain ou probabilité d'existence de 50 %; et 3) spéculatif ou probabilité d'existence de 5 %. La mesure dans laquelle ce potentiel de ressources sera converti en réserves est une fonction des efforts futurs d'exploration pétrolière. En outre, l'estimation du potentiel ne comprend pas une évaluation de la viabilité économique.

L'étude de la CGC indique que le potentiel canadien de mise en valeur de réserves additionnelles de pétrole classique (et de gaz) est substantiel. La plus grande partie de ce potentiel reposerait toutefois dans les régions pionnières du Canada, notamment au large de la côte est et dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort. Les îles de l'Arctique renferment aussi un potentiel pétrolier important même si cette région est réputée contenir surtout du gaz. Le pétrole et le gaz des régions pionnières sont considérés en général comme exploitables à des prix commençant à environ 20 \$ US le baril.

Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, même s'il s'agit d'une région pétrolière parvenue à maturité, possède encore un potentiel important, notamment un potentiel de gaz naturel. Les prochains gisements seront probablement plus petits et plus difficiles à trouver, et entraîneront par conséquent des coûts d'exploration et de production plus élevés. La CGC estimait en 1985 que le potentiel résiduel (moyennement certain) de 3,7 milliards de barils de brut léger et moyen se répartirait dans plus de 4 000 gisements, par rapport aux réserves de 14,2 milliards de barils (9,9 milliards de barils produits et 4,3 milliards de barils à produire) de brut léger et moyen répartis dans plus de

Figure 41 : L'offre et la demande énergétiques au Canada, 1978-1985



Source : Statistique Canada, 1986, page 1.

finale.

La dernière partie de la figure 40 donne la répartition de la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada en 1985. Le secteur industriel (la plupart des industries de production de biens) s'approprie la plus grande part, soit 33 %, mais le secteur des transports (énergie consommée par des biens, des services et des personnes dans ce secteur) suit de près avec une part de 28 %. Le secteur résidentiel (énergie consommée dans les maisons et sur les fermes) compte pour 22 % de la demande. Le secteur commercial (entreprises de production de services, y compris la Fonction publique mais non les transports) représente les autres 17 % de la demande d'énergie pour utilisation

1985, reliant l'offre d'énergie primaire à la demande d'énergie pour utilisation finale.

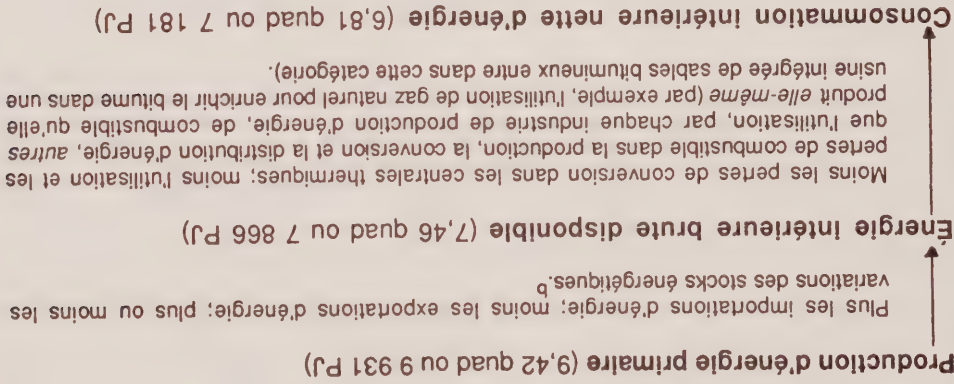
La relation entre la production d'énergie primaire et la consommation nette d'énergie ressort de la figure 40 qui décrit les circuits énergétiques, pour le Canada en

d'énergie devrait tenir compte de ce déséquilibre.

plus d'un tiers de la consommation nette d'énergie. La politique fédérale en matière de production totale d'énergie primaire au Canada, tandis que l'Ontario est responsable de la production d'énergie, comme l'illustre le tableau 6. L'Alberta assure les deux tiers de la production totale d'énergie primaire au Canada en ce qui a trait à la production et à la consommation d'énergie, comme l'illustre le tableau 6. L'Alberta assure les deux tiers de la production totale d'énergie primaire au Canada en ce qui a trait à la production et à la consommation d'énergie, comme l'illustre le tableau 6. L'Alberta assure les deux tiers de la production totale d'énergie primaire au Canada en ce qui a trait à la production et à la consommation d'énergie, comme l'illustre le tableau 6.

et a été plus marquée que la baisse de la production d'énergie primaire. La consommation se chiffrait à 7,00 quads (7 382 PJ) en 1980 pour ensuite tomber à 6,34 quads (6 685 PJ) en 1983, une réduction de près de 10 %, avant de remonter à 6,81 quads (7 181 PJ) en 1985 (Statistique Canada, 1986).

Figure 40 : Circuits énergétiques au Canada en 1985 (a)



→	Résidentielle	(1,23 quad ou 1 297 PJ)	= 22 %
→	Commerciale	(0,97 quad ou 1 020 PJ)	= 17 %
→	Industrielle	(1,81 quad ou 1 904 PJ)	= 33 %
→	Transport	(1,54 quad ou 1 625 PJ)	= 28 %

a) Il se peut que la somme des sous-catégories ne concorde pas exactement avec les totaux des catégories à cause d'erreurs d'arrondi.

b) Toutes les importations et les exportations d'électricité sont présumées provenir de sources primaires, de sorte qu'aucune perte de production thermique d'électricité n'est prise en compte dans cette catégorie.

Tableau 6 : Production d'énergie primaire et consommation nette d'énergie par région du Canada en 1985

Région	Production d'énergie primaire ^{a)}	Consommation nette d'énergie
Provinces de l'Atlantique	2,7 %	6,3 %
Québec	5,0 %	19,5 %
Ontario	3,7 %	35,0 %
Manitoba	1,1 %	3,4 %
Saskatchewan	7,0 %	4,8 %
Alberta	67,0 %	20,3 %
Columbia-Britannique	12,7 %	10,2 %
Yukon et Territoires du Nord-Ouest	0,6 %	0,5 %

a) La somme des chiffres de cette colonne ne donne pas 100,0% à cause des erreurs d'arrondi.

Source : Statistique Canada, 1986, p. 2-3.

du charbon est passée de 75,0 % en 1920 à son point minimum de 9,3 % en 1974, pour remonter ensuite à 14,6 % en 1985. L'hydro-électricité a vu sa part augmenter lentement de 1,5 % en 1920 à 12,1 % en 1985. La part de l'électricité de source nucléaire est passée de presque nulle en 1965 à 2,7 % en 1985. D'autres formes d'énergie, notamment le bois de feu, les déchets de bois, la liqueur de pâte de papier épuisée, la vapeur primaire (recensée depuis 1973 dans les statistiques d'EMR) et d'autres combustibles non spécifiés, ont vu leur part de la demande, estimée à 16,3 % en 1920 (surtout du bois de feu), passer à un minimum de 2,5 % en 1965, pour remonter à 5,0 % de la demande d'énergie primaire en 1985.

La production d'énergie primaire et la consommation nette d'énergie au Canada ont chuté au début des années 1980 après que la montée des prix du pétrole, les mesures d'économie d'énergie et la période de forte récession se sont fait sentir dans le secteur de l'énergie. D'après Statistique Canada (qui évalue l'ensemble de l'électricité primaire à 3 412 Btu ou 3,6 MJ par kWh), la production d'énergie primaire s'élevait à 8,12 quads (l'équivalent de 8 559 pétajoules) en 1980, a chuté à 7,88 quads (8 303 PJ) en 1981 et a remonté depuis à 9,42 quads (9 931 PJ) en 1985, un gain de près de 20 % au cours d'une période de cinq ans. La baisse de la consommation d'énergie a suivi avec un peu de retard

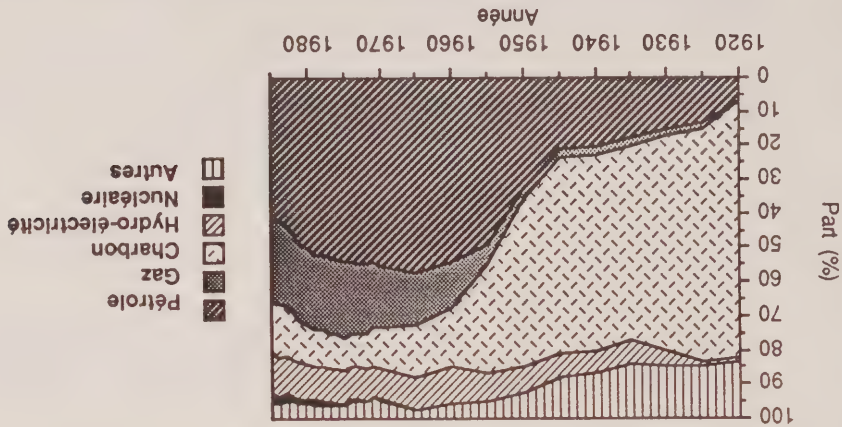
Le PEN, ajouté à la hausse des prix du pétrole, a entraîné une réduction considérable de la demande intérieure de pétrole et de sa part dans la demande d'énergie primaire. Le remplacement du pétrole, avec les coûts additionnels qu'il a entraîné, a été réalisé malgré la récession qui sévissait. Pendant la période de cinq ans allant de 1980 à 1984, la part du pétrole dans la demande canadienne d'énergie primaire a chuté de 50,6 à 41,8 %, une baisse de 17 % de la consommation de cette forme d'énergie. La part du gaz naturel a augmenté de 21,9 à 24,6 % pendant la même période, celle de l'électricité primaire, de 11,6 à 13,8 % et celle du charbon, de 11,6 à 15,5 % (EMR, sans date, p. 2.3A).

B. L'offre et la demande énergétiques au Canada

Les habitudes énergétiques des Canadiens ont changé beaucoup au cours des dernières années. La part occupée par le pétrole dans la consommation d'énergie primaire au Canada se situait aux environs de 55 % à la fin des années 1960. Après le premier choc pétrolier, la part du pétrole dans la demande d'énergie primaire a diminué lentement jusqu'à 50 % environ en 1980. Le deuxième choc pétrolier a déclenché une chute plus rapide qui s'est poursuivie jusqu'en 1985, année pendant laquelle le pétrole a comblé 40 % de la demande d'énergie primaire. L'utilisation du gaz naturel s'est développée surtout pendant cette période. Sa part dans la demande d'énergie est passée de 15,2 % en 1965 à 22,0 % en 1975, puis à 25,5 % en 1985.

La figure 39 montre la part de la demande canadienne d'énergie primaire que chaque forme d'énergie s'est appropriée au cours de la période de 1920 à 1985. La part

Figure 39 : Répartition de la demande canadienne d'énergie primaire, 1920-1985



La catégorie "autres" comprend le bois de feu, les déchets de bois, la liqueur de pâte de papier épuisée, la vapeur primaire (depuis 1973) et d'autres combustibles non spécifiés. Le bois et la liqueur de pâte de papier, deux formes de la biomasse, constituent la plus grande partie de cette catégorie.

Source : EMR, sans date, p. 2.3A.

Par contre, la position du Canada quant à ses réserves de gaz naturel était beaucoup plus reluisante. Les additions annuelles aux réserves de l'Ouest canadien étaient systématiquement supérieures à la production et d'importantes découvertes avaient été faites dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort ainsi que dans les îles de l'Arctique. (Environ un quart des réserves établies de gaz naturel du Canada se trouve dans le nord sans toujours pouvoir être acheminé par gazoduc). Le rapport réserves/production de gaz naturel en 1979 était d'environ 28; celui du brut classique était inférieur à 12. Cependant, la plus grande partie de l'Est canadien n'avait pas accès au gaz de l'ouest parce que le réseau de gazoducs ne desservait le marché intérieur à l'est que jusque dans la région de Montréal.

Le Programme énergétique national (PEN) du Canada, annoncé le 28 octobre 1980, reposait sur deux prémisses : 1) les prix du pétrole continueraient à augmenter (le programme prévoyait des augmentations du prix intérieur jusqu'en 1990, le brut classique de 38° API atteignant 63.75 \$ le baril avec un «prix de référence des sables bitumineux» de 79.65 \$ le baril); 2) les prix canadiens pouvaient être protégés contre les fluctuations sur les marchés internationaux instables. La compensation des importations, système de subvention introduit en 1974 pour maintenir le brut au Canada à un prix inférieur au prix international, a été maintenue dans le PEN. Avec le Programme énergétique national, le gouvernement fédéral accordait pour la première fois autant d'importance à la demande qu'à l'offre d'énergie. Son objectif était de réduire de plus du tiers la part du pétrole dans la consommation d'énergie au pays avant 1990, ce qui correspondait à une diminution de la consommation prévue de pétrole de 20 %, soit de 1,82 million de barils par jour en 1979 à 1,48 million de barils par jour en 1990. Pour ce faire, il a choisi trois avenues pour modifier la demande d'énergie : promouvoir activement les économies d'énergie, encourager le remplacement du pétrole par d'autres formes d'énergie et favoriser la mise en valeur des sources d'énergie renouvelables (EMR, 1980).

Le Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes (PITRC) a été la principale composante du programme d'économie d'énergie. En vertu du PEN, les crédits annuels du PITRC ont été portés de 80 à 256 millions de dollars, l'objectif étant d'améliorer l'isolation de 70 % des maisons canadiennes avant 1987. Les initiatives d'économie d'énergie dans les secteurs industriel et des transports devaient compléter le programme résidentiel.

L'élément clé de la stratégie de remplacement du pétrole a été le Programme canadien de remplacement du pétrole (PCRP) par lequel des subventions étaient accordées pour la conversion des systèmes de chauffage au mazout à des combustibles naturels a été agrandi, notamment au profit du Québec, et le gouvernement fédéral a offert des subventions pour la conversion des véhicules motorisés au gaz naturel comprimé (GNC) ou au propane.

Le PITRC et le PCRP ont pris fin en 1985, plus tôt que prévu, mais auraient néanmoins permis des économies d'environ 75 000 barils par jour (12 000 mètres cubes par jour) de pétrole et d'équivalents du pétrole à un coût net pour le trésor fédéral de moins de 1,5 milliard de dollars.

LES APPROVISIONNEMENTS PÉTROLIERS DU CANADA : REMISE EN

QUESTION

1. Les événements survenus depuis 1973

À l'époque de l'embargo pétrolier décrété par les pays arabes et du premier choc pétrolier en 1973, le Canada connaissait sa plus forte année de production et d'exportation de brut. Le Canada était le dixième plus grand producteur mondial avec une production de 1,74 million de barils par jour de brut classique (et de 2,12 millions de barils par jour d'hydrocarbures liquides), et était aussi le principal fournisseur de brut des États-Unis, expédiant plus de brut aux États-Unis cette année-là, — environ 1 million de barils par jour en moyenne, ou 31 % des importations totales américaines de brut —, que tous les fournisseurs du Moyen-Orient mis ensemble, soit environ 800 000 barils par jour. En 1973, le Canada a exporté 60 % de sa production de pétrole et 40 % de sa production de gaz marchand.

Le pétrole dominait le système énergétique canadien de l'énergie au moment de l'embargo, constituant près de 50 % de la demande intérieure d'énergie primaire. Cependant, cette moyenne nationale a masqué certaines variations régionales notables. L'Alberta a eu recours au pétrole pour satisfaire seulement 28 % de ses besoins en énergie primaire, préférant s'en remettre au gaz naturel pour combler près de 60 % de ses besoins en énergie. Dans les provinces de l'Atlantique, le pétrole a satisfait à 86 % des besoins en énergie primaire; au Québec, la part du pétrole a été de 73 %.

Même si le Canada a été un net exportateur de brut à l'époque, il n'existait aucun réseau de transport pour acheminer le pétrole des provinces productrices de l'Ouest vers le Québec et les provinces de l'Atlantique, lesquelles dépendaient dans une situation de vulnérabilité lorsque les approvisionnements d'outre-mer ont été coupés. Pendant l'embargo, du pétrole albertain était acheminé par pipeline sur la côte ouest, chargé sur des pétroliers et expédié dans l'est du Canada par le canal de Panama.

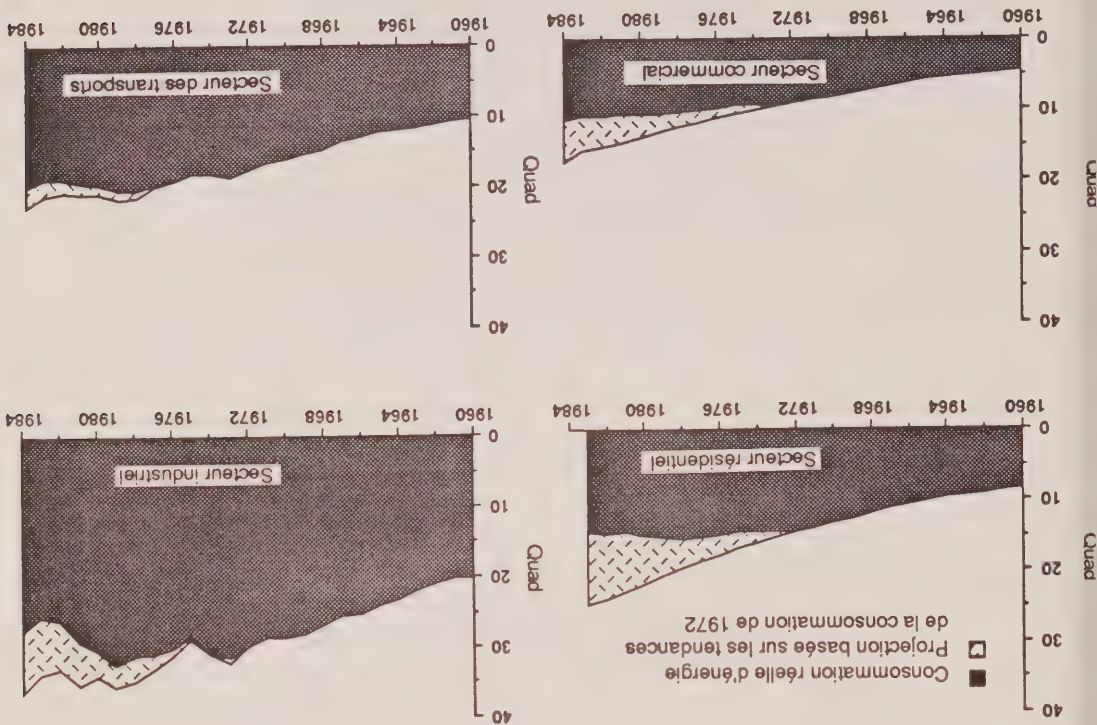
Une des conséquences de l'épisode de 1973-1974 a été le prolongement de l'*Interprovincial Pipe Line* (IPL) de Sarnia à Montréal et l'acheminement par pipeline de brut canadien de l'ouest vers le Québec à partir de 1976.

Au moment du deuxième choc pétrolier de 1979-1980, le Canada était un net importateur de pétrole. Même si les achats de brut de l'OPÉP avaient chuté de 796 000 barils par jour à environ 500 000 barils par jour en 1979, la production intérieure avait décliné de 20 % au cours des six dernières années et la demande de pétrole avait augmenté de 11 %. L'Office national de l'énergie continuait de prévoir une diminution des approvisionnements de brut léger en provenance de la région productrice traditionnelle de l'Ouest canadien. Dans son rapport de 1978 sur l'offre et la demande de pétrole au Canada, l'Office estimait que le taux moyen de production à partir des réserves établies chuterait d'environ 8 % par année (ONE, 1978).

La figure 38 illustre les estimations des économies d'énergie réalisées depuis 1973 dans l'économie américaine. Il appert de la figure 38 que le secteur des transports a été celui où il a été le plus difficile d'utiliser efficacement l'énergie.

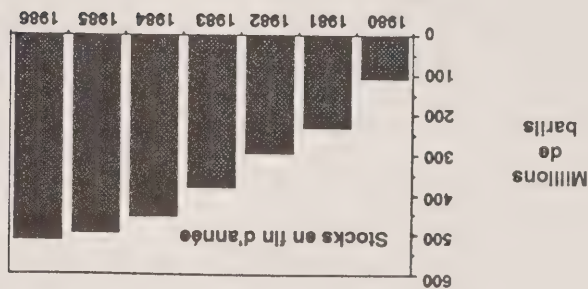
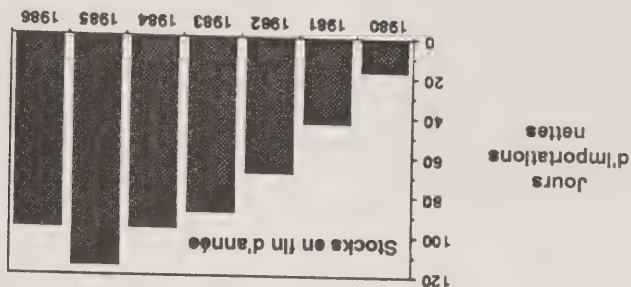
Selon le gouvernement américain, les progrès réalisés en matière de techniques d'économies d'énergie auraient compté pour les deux tiers des économies d'énergie réalisées dans le secteur industriel et pour les trois quarts de ceux réalisés dans le secteur des transports. Cela démontre qu'il est important d'encourager la R&D en matière d'économies d'énergie. La réorientation de l'économie américaine vers la fabrication de biens faisant appel à une consommation d'énergie moindre a été un autre facteur, comme l'ont été les initiatives prises par différents consommateurs.

Figure 38 : Économies d'énergie réalisées depuis 1973 dans l'économie américaine



Source: U.S. Department of Energy, 1987, p.97.

Figure 37 : La réserve stratégique de pétrole des États-Unis

Contenu de la réserve stratégique
de pétrole des États-UnisEvolution de la RSP des États-Unis
en termes d'importations netes

Source : U.S. Department of Energy, 1987, p. 215.

secteurs de l'économie américaine. Si la tendance de la consommation d'énergie d'avant 1972 s'était maintenue, la consommation annuelle d'énergie aux États-Unis serait, selon les estimations, d'environ 40 % supérieure à ce qu'elle n'est actuellement aujourd'hui. Le DOE estime que des économies additionnelles d'énergie de 5 à 12 millions de barils par jour de pétrole (soit de 10 à 25 quads par année) pourraient être réalisées d'ici à l'an 2000 si les techniques d'économie d'énergie rentables actuelles, ajoutées aux techniques qui découleront de la future R et D, étaient pleinement appliquées (U.S. Department of Energy, 1987).

éduire son énorme dette extérieure. Parmi les autres producteurs qui ne sont pas membres de l'OPEP, seule la Norvège semble avoir la capacité d'augmenter substantiellement sa production. Même si le Mexique et la Norvège doubleraient leurs taux actuels de production, cette augmentation ne compenserait qu'environ la moitié de la baisse de production prévue des autres producteurs non membres de l'OPEP.

Les Etats-Unis sont aux prises avec des importations croissantes de pétrole étranger, et l'OPEP réclame une part accrue de ce marché. En l'absence de mesures draconiennes, les Etats-Unis verront leurs importations de pétrole de l'OPEP atteindre des niveaux sans précédent d'ici la fin du siècle. Actuellement, le système énergétique des Etats-Unis est plus souple et moins vulnérable aux perturbations de l'offre de pétrole qu'il ne l'était en 1973, à cause de sa réserve stratégique de pétrole (RSP), à cause d'une capacité accrue de conversion à d'autres ressources énergétiques à l'échelle du pays et à cause de la plus grande diversité du marché de l'offre de pétrole à l'extérieur de l'OPEP. L'offre de pétrole à l'extérieur de l'OPEP va toutefois diminuer à l'avenir et, à mesure que les importations américaines continueront d'augmenter, la RSP devra être renflouée à une cadence beaucoup plus rapide pour assurer la même protection contre les pénuries d'importations (c'est-à-dire la durée en jours de la RSP si cette dernière devait remplacer les importations).

F. La réserve stratégique de pétrole et autres moyens de protection

Une des principales mesures prises par les Etats-Unis pour rendre le pays moins vulnérable aux perturbations futures de l'offre a été de créer la réserve stratégique de pétrole. Le niveau cible de cette réserve est un stock de 750 millions de barils de pétrole brut; la quantité actuelle de pétrole dans la RSP dépasse en fait les 500 millions de barils. Au rythme actuel des importations, ce niveau correspond à environ de 90 à 100 jours d'importations nettes. La figure 37 indique la quantité de pétrole contenu dans la RSP et sa correspondance en jours d'importations nettes de pétrole.

Le système actuel permet des prélèvements de pétrole à même la RSP, à un rythme maximal de 2,3 millions de barils par jour pendant 120 jours. Le stock au complet peut être écoulé en un an. Des expériences menées en 1986 sur la RSP ont montré que le système était au point sur le plan opérationnel.

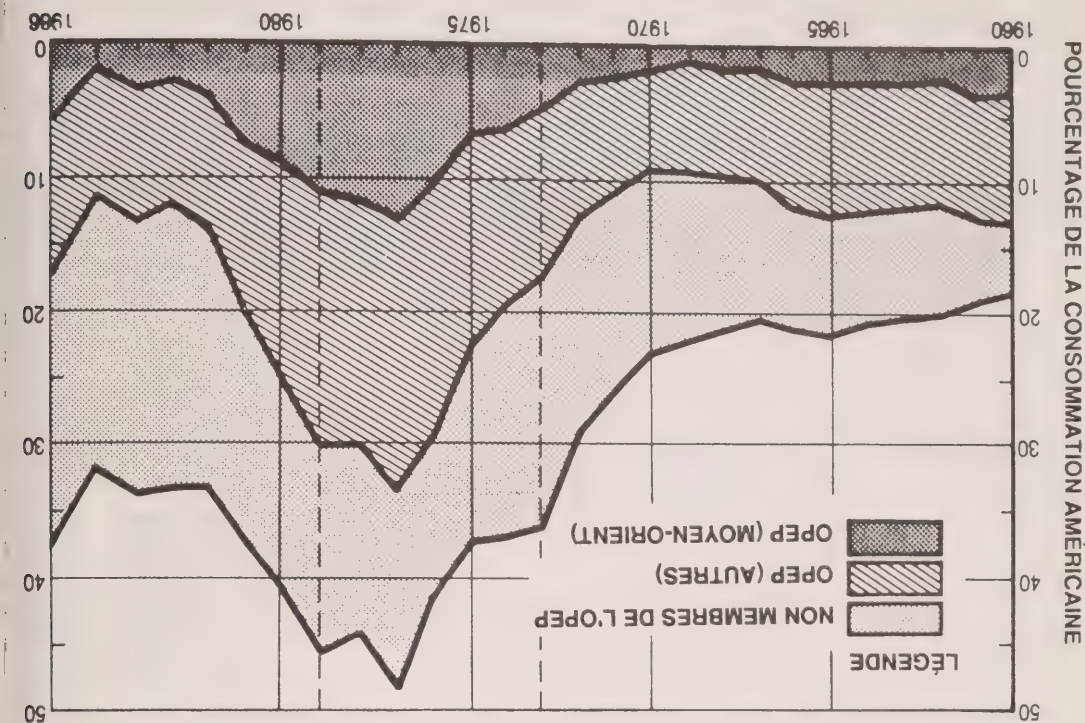
Des stocks d'Etat ont été constitués dans plusieurs pays industrialisés, mais la réserve américaine est de loin la plus grande. La RSP s'élève à plus du double des stocks d'Etat combinés de toutes les autres nations de l'OCDE (évalués actuellement à environ 225 millions de barils). Le gouvernement japonais a constitué une réserve de 140 millions de barils, qu'il prévoit porter à 190 millions de barils en 1989, et l'Allemagne de l'Ouest maintient un stock de 55 millions de barils.

Les Etats-Unis ont fait des économies d'énergie un important outil pour diminuer leur dépendance envers le pétrole. Le DOE estime que les mesures d'économie d'énergie introduites depuis 1973 ont mené à une demande actuelle d'énergie aux Etats-Unis qui est de 29 quads d'énergie par année (l'équivalent de 14 millions de barils de pétrole par jour) inférieure à ce qu'elle n'aurait été autrement. Ces gains ont été réalisés dans tous les

En 1986, le Mexique et l'Arabie Saoudite ont été les premiers fournisseurs de brut des Etats-Unis, comptant chacun environ 15 % des importations américaines. Le Canada s'est classé troisième, fournissant environ 13 %. (Dans la deuxième moitié de 1986, le Canada a été le plus grand fournisseur de pétrole, brut et produits du pétrole combinés.) Le Venezuela et le Nigeria ont comblé chacun environ 10 % des importations américaines. Le Royaume-Uni a été le sixième fournisseur l'année dernière avec 8 %, et l'Indonésie, septième avec 7 %.

Ainsi, quatre des sept principaux exportateurs vers les Etats-Unis en 1986 étaient membres de l'OPEP, fournissant 42 % des importations américaines. Des trois autres, le Canada et le Royaume-Uni ont des productions à la baisse et deviendront des fournisseurs des Etats-Unis moins importants. Le Mexique possède des réserves suffisantes pour produire davantage, peut-être à un rythme deux fois plus élevé qu'actuellement, mais pourrait manquer de ressources financières à cause des efforts qu'il doit déployer pour

Figure 36 : Importations américaines de brut et de produits raffinés en pourcentage de la consommation

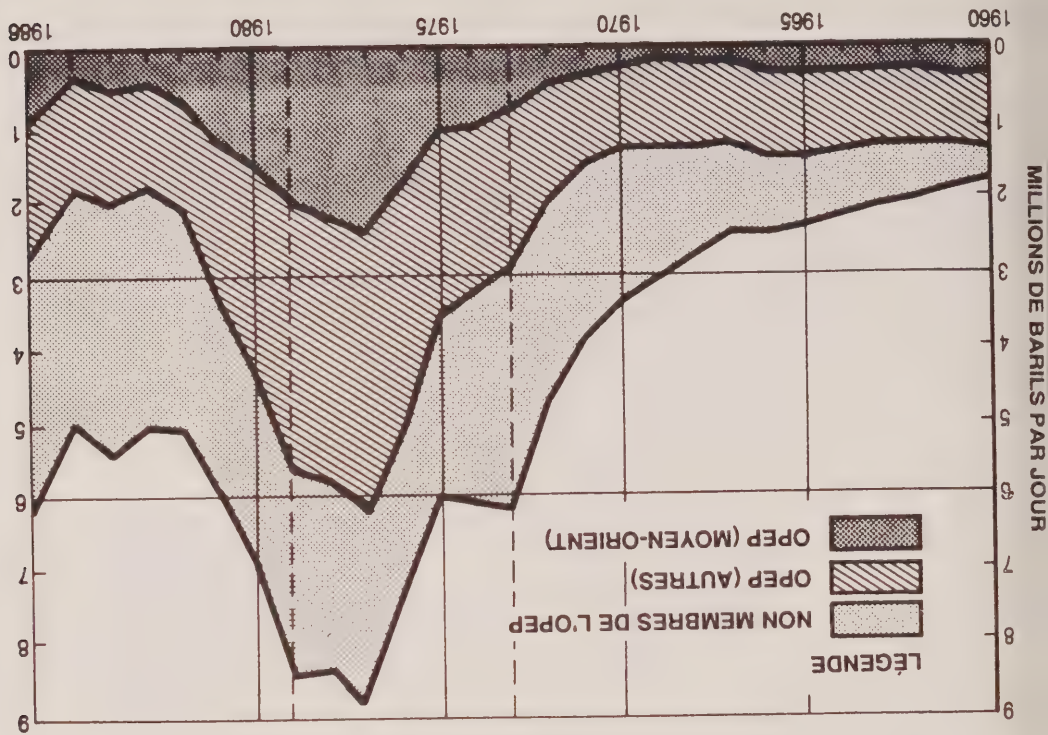


Source : U.S. National Petroleum Council, 1987, p. 36.

importations de brut et de produits raffinés ont par la suite, en 1985, atteint un minimum de 5 millions de barils par jour, soit environ 32 % des besoins totaux en pétrole. Avec la chute soudaine des prix de 1986, la production intérieure de pétrole a été restreinte et la consommation a augmenté à cause du prix réduit du pétrole. Les importations de brut et de produits du pétrole ont augmenté à 6,1 millions de barils par jour en 1986 et les importations ont atteint 37 %. Ces deux chiffres sont presque identiques à leur valeur d'avant l'embargo de 1973. En 1986, environ 45 % (2,8 millions de barils par jour) des importations américaines ont été fournies par des producteurs de l'OPEP.

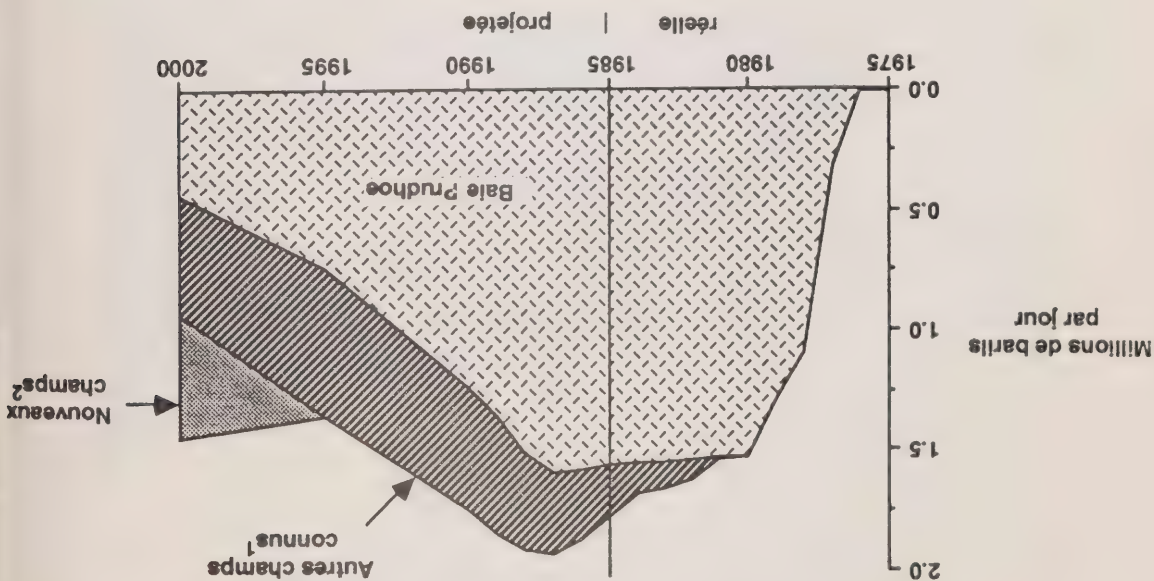
Les figures 35 et 36 illustrent les fluctuations des importations américaines depuis 1960. Le premier diagramme indique les importations par source de pétrole, — OPEP (Moyen-Orient), OPEP (autres) et non membres de l'OPEP —, et par quantité importée. Le deuxième diagramme indique les importations, toujours par source, mais aussi en pourcentage de la demande américaine totale de pétrole.

Figure 35 : Importations américaines de brut et de produits raffinés par source



Source : U.S. National Petroleum Council, 1987, p. 36.

Figure 34 : Projection de la production pétrolière du talus septentrional de l'Alaska



Notes : 1. Les "autres champs connus" comprennent ceux de Kuparuk, de Milne Point, du projet LGN, de la baie Gwydyr, de Point Thompson, de l'île Seal et de West Sak.

2. Les "nouveaux champs" sont ceux qui pourraient être mis en valeur dans l'Arctic National Wildlife Refuge.

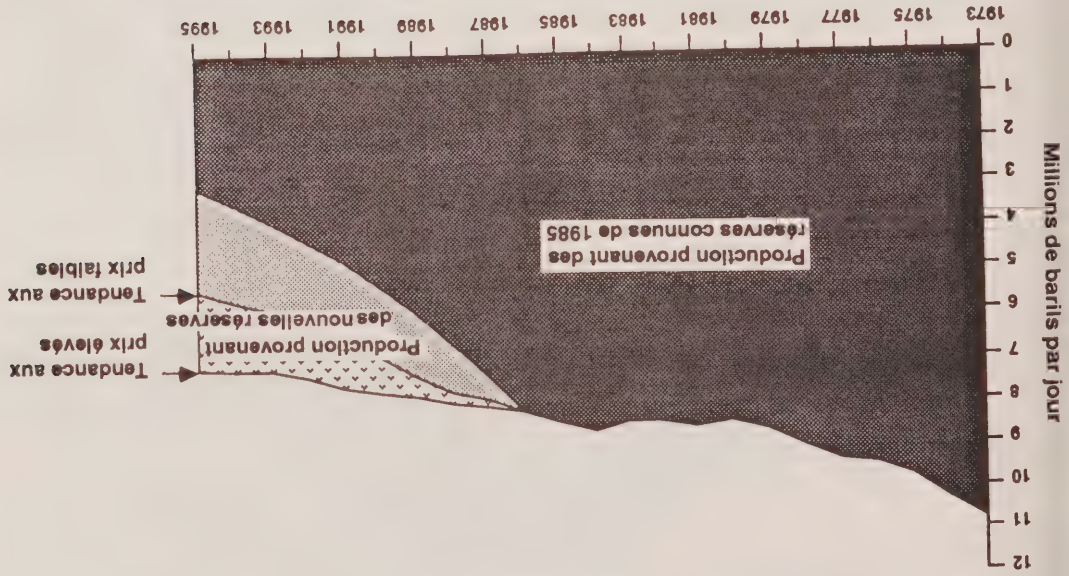
Source : U.S. Department of Energy, 1987, p. 65.

E. Les conséquences de la hausse des importations

À l'époque de l'embargo pétrolier décrété par les pays arabes, qui a commencé en octobre 1973, les importations américaines de brut et de produits du pétrole ont dépassé les 6 millions de barils par jour et comblaient environ 37 % de la consommation américaine de pétrole. Ces importations provenaient à peu près autant des pays de l'OPEP que d'autres pays. Le Canada était le plus grand fournisseur des États-Unis, ayant fourni plus de brut en 1973 (environ 1 million de barils par jour) que tous les autres fournisseurs du Moyen-Orient mis ensemble (environ 0,8 million de barils par jour).

Les importations américaines de brut et de produits raffinés ont atteint leur maximum en 1977, soit 8,8 millions de barils par jour ou 47 % des besoins des États-Unis. À cette époque, l'OPEP comblait près de 70 % des besoins d'importations des États-Unis, soit l'équivalent du tiers de la consommation totale de pétrole aux États-Unis. Les

Figure 33 : Projection de la production de pétrole des 48 États du sud
(y compris les liquides extraits du gaz naturel)

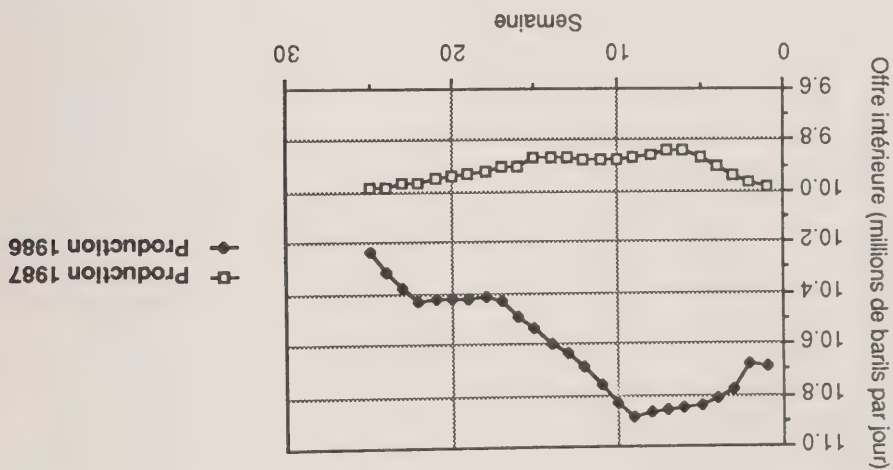


Source : U.S. Department of Energy, 1987, p. 64.

élevés et aux prix faibles. Les résultats sont donnés à la figure 33. La production pétrolière américaine future chute plus rapidement dans le cas de la tendance aux prix faibles avec la réduction des efforts d'exploration et de mise en valeur du pétrole et des additions futures aux réserves. Même dans le cas de la tendance aux prix élevés, la production américaine de pétrole se maintient légèrement à la baisse.

La production pétrolière du talus septentrional de l'Alaska est représentée séparément à la figure 33 qui indique la chute prochaine de la production dans la baie Prudhoe. La production maximale dans la baie Prudhoe a été d'environ 1,5 million de barils par jour mais, à compter de 1988, la production de ce champ supergéant commencera à décliner. Au milieu des années 1990, la production dans la baie Prudhoe n'atteindra que la moitié de sa valeur actuelle; on prévoit que la production chutera sous les 0,5 million de barils par jour. La production d'autres champs connus du talus septentrional ne pourra compenser que partiellement cette perte. Si la recherche et la mise en valeur des gisements pétroliers devaient être permises dans l'ANWR, on pourrait assister à une résurgence de la production du talus septentrional d'ici la fin du siècle.

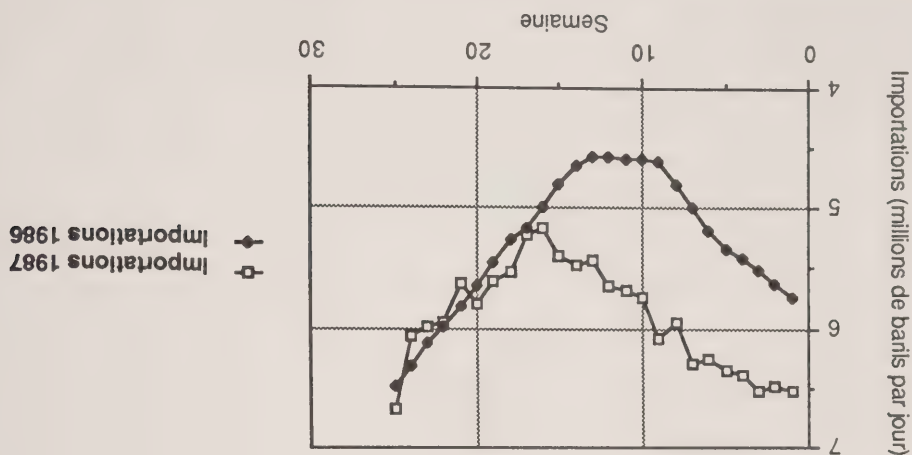
Figure 31 : Offre intérieure de pétrole aux États-Unis en 1987 par rapport à celle de 1986



Note : L'offre comprend celle de brut et de LGN.

Source : "Industry Scoreboard", *Oil and Gas Journal*, divers numéros de 1986 et 1987.

Figure 32 : Importations de pétrole aux États-Unis en 1987 par rapport à celles de 1986



Note : Les importations comprennent celles de brut et de produits de pétrole.

Source : "Industry Scoreboard", *Oil and Gas Journal*, divers numéros de 1986 et 1987.

La figure 30 repose sur deux tendances des prix du pétrole utilisées par le NPC dans son analyse de l'offre et de la demande de pétrole futures aux Etats-Unis. La tendance aux prix élevés débute à 18 \$ US le baril en 1986 et augmente à un taux réel de 5 %, par année à 36 \$ US en l'an 2000. La tendance aux prix faibles débute à 12 \$ US le baril en 1986 et augmente, à un taux réel de 4 % par année, à 21 \$ US en l'an 2000. L'écart entre l'offre intérieure et la demande de pétrole aux Etats-Unis a ensuite été projeté par le NPC pour ces deux tendances des prix. Dans le cas de la tendance aux prix élevés, le déficit de l'offre intérieure de pétrole passe de la valeur réelle de 1985 de 4,2 millions de barils par jour à la valeur prévue pour l'an 2000 de 9,1 millions de barils par jour. Les importations nettes de pétrole brut et de produits du pétrole, exprimées en pourcentage de la demande intérieure de pétrole augmentent parallèlement, de 27 % en 1985 à 52 % en l'an 2000. Dans le cas de la tendance aux prix faibles, qui accentue la demande au détriment de l'offre, les importations nettes de pétrole brut et de produits du pétrole passent à 13,6 millions de barils par jour à la fin du siècle, les importations comptant alors pour 68 % de la consommation nationale (*US National Petroleum Council*, 1987). En 1973, au moment de l'embargo pétrolier décrété par les pays arabes, les importations nettes de pétrole représentaient environ 35 % de la consommation de pétrole aux Etats-Unis.

En 1985, environ 17 % de la production pétrolière américaine est provenue de puits marginaux (puits produisant moins de 10 barils de pétrole par jour), soit 1,3 million de barils par jour sur un total de 7,6 millions de barils par jour de brut produit. La production quotidienne moyenne de chacun des 460 000 puits marginaux a été inférieure à 3 barils, par rapport à 45 barils par jour en moyenne pour les puits non marginaux. Ces puits marginaux de faible volume ont tendance à avoir des coûts de production par baril élevés et sont donc particulièrement vulnérables à toute chute du prix du pétrole.

L'US Interstate Oil Compact Commission (IOCC) a estimé les pertes de production des puits marginaux pour différents prix du pétrole. L'IOCC évalue la perte de production à 638 000 barils par jour pour un prix de 10 \$ US le baril; à 277 000 barils par jour pour un prix de 15 \$ US le baril; et à 107 000 barils par jour pour un prix de 20 \$ US le baril. La production des puits marginaux est concentrée au Texas, en Oklahoma, en Californie et au Kansas.

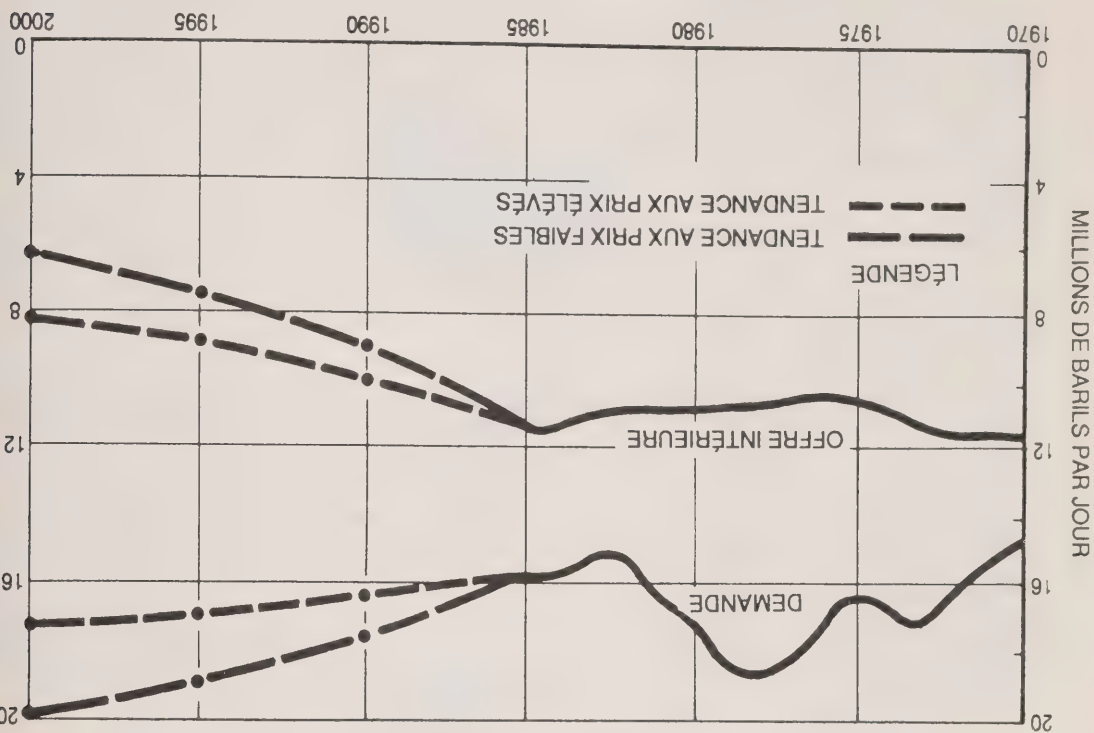
L'effet de la chute des prix sur la production pétrolière américaine ressort nettement des statistiques sur la production. La figure 31 compare l'offre intérieure de pétrole (brut et LGN) aux Etats-Unis pour la première moitié de 1987 avec celle de la même période de 1986. La baisse des prix du pétrole en 1986 a entraîné une baisse de l'offre à mesure que la production, devenue non rentable, a été arrêtée ou abandonnée. En 1987, une remontée partielle des prix est indiquée par une augmentation marginale de l'offre. Une diminution de l'offre est habituellement accompagnée d'une augmentation des importations. La figure 32 compare les importations de brut et de produits du pétrole au cours de la première moitié de 1987 avec les importations durant la même période de 1986. L'augmentation des importations cette année se juxtapose aux fluctuations saisonnières normales.

Le Department of Energy a établi des projections de la production future de pétrole (brut et LGN) des 48 Etats du sud (excluant l'Alaska) suivant les deux tendances aux prix

D. La faiblesse des prix et l'offre future de pétrole

La figure 30 illustre dans quelle mesure la situation de l'offre et de la demande de pétrole aux États-Unis dépend du prix futur du pétrole. Cette sensibilité aux prix est une fonction du vieillissement de l'industrie pétrolière américaine. La recherche pétrolière a été poussée dans la plupart des régions des États-Unis et la production est actuellement assurée par un très grand nombre de puits peu productifs. Comme il a été mentionné précédemment, 640 000 puits assurent une production quotidienne moyenne d'environ 14 barils par puits. L'année dernière, l'Union soviétique, le plus grand producteur mondial, a extrait 12,3 millions de barils par jour de 130 000 puits, soit une production quotidienne moyenne de 95 barils par puits. Le Koweït a produit 1,2 million de barils par jour à partir de 363 puits, soit une production quotidienne moyenne de 3 305 barils par puits. En bref, les producteurs du Moyen-Orient peuvent dans presque tous les cas vendre leur pétrole à un prix inférieur à celui du pétrole américain parce que leurs puits sont beaucoup plus productifs.

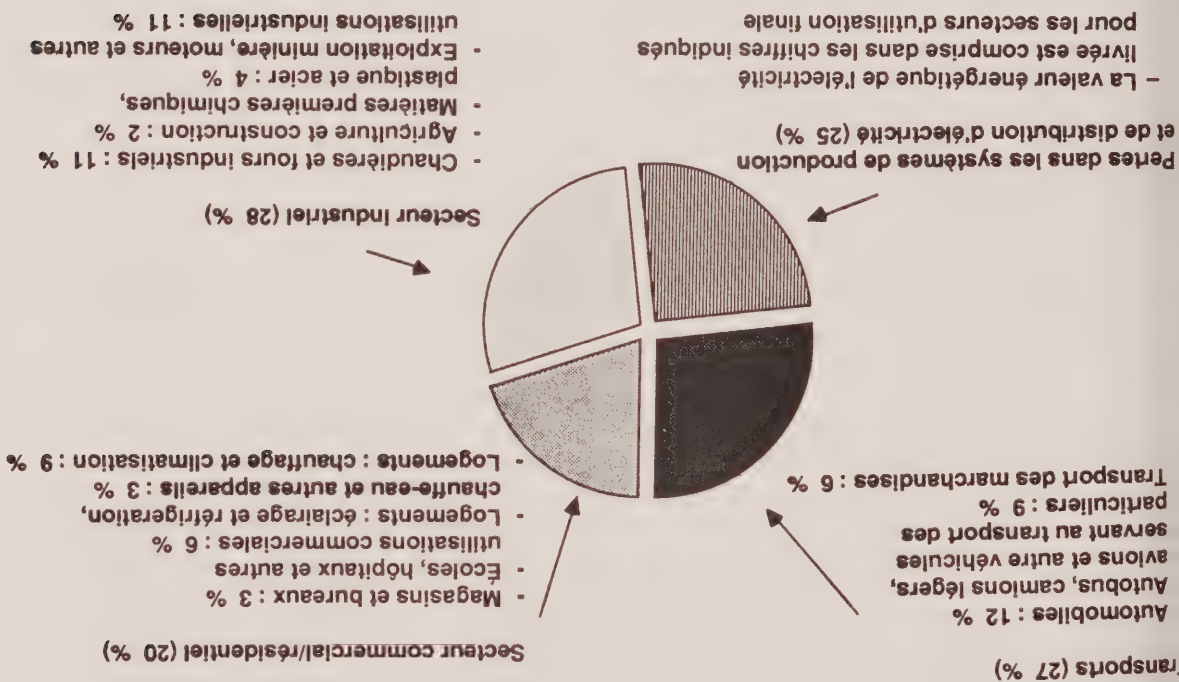
Figure 30 : Demande et offre intérieure de pétrole aux États-Unis, 1970-2000



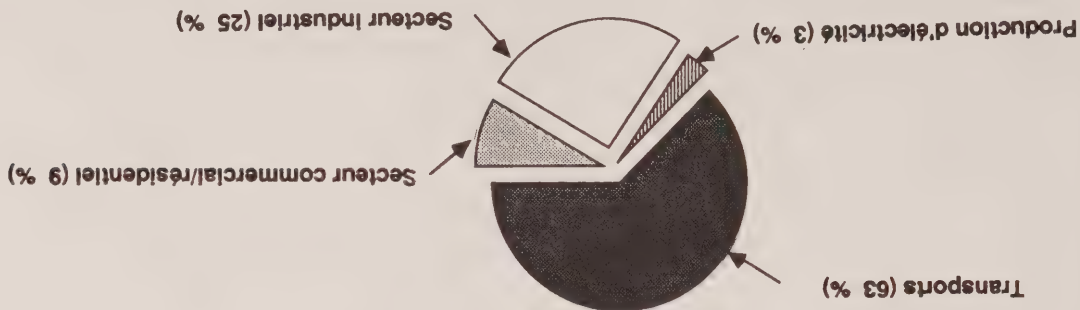
Source: U.S. National Petroleum Council, 1987, p. 6.

Figure 29 : Consommation d'énergie primaire et de pétrole par secteur aux États-Unis

La consommation totale d'énergie primaire aux États-Unis se répartit comme suit en 1985 :



... et la consommation de pétrole se répartit comme suit entre les grands secteurs :



Source : U.S. Department of Energy, 1987, p. 100.

Tableau 5 : Comparaison des données relatives à la production du pétrole aux États-Unis et dans les pays du Moyen-Orient membres de l'OPEP

Nombre de puits	Production journalière moyenne	Rapport des réserves par puits productifs	Frais d'extraction moyens	Frais de découverte estimés
(barils/puits)	(barils/puits)	(barils)	(\$ US/baril)	(\$ US/baril)
États-Unis	650,000	14	44,000	7.04 \$
Moyen-Orient	3,000	3,100	131,000,000	moins de 1.00 \$
OPEP	3,000	3,100	131,000,000	moins de 1.00 \$

Note : Les données sur les frais concernant les États-Unis sont fondées sur une étude réalisée par Arthur Anderson and Co. qui portait sur la période 1981-1985.

Source : U.S. National Petroleum Council, 1987, p. 8.

Le pétrole est la principale source d'énergie aux États-Unis. En 1986, le pétrole brut comptait pour plus de 40 % de l'approvisionnement énergétique des États-Unis. La consommation de pétrole se répartissait comme suit (d'après les données de 1985 relatives à la demande par secteur) : transports, 9,83 millions de barils par jour (63 % de la demande de pétrole); secteur industriel, 4,03 millions de barils par jour (25 % de la demande); secteur résidentiel et commercial, 1,36 million de barils par jour (9 % de la demande); et centrales électriques, 0,48 million de barils par jour (3 % de la demande). Le secteur des transports consomme à lui seul plus de pétrole que les États-Unis n'en produisent à l'heure actuelle. En fait, 27 % de toute l'énergie consommée aux États-Unis en 1985 ont servi aux transports, et ce secteur a eu recours au pétrole pour satisfaire 97 % de ses besoins énergétiques. Ensemble, le secteur industriel et celui des transports consomment presque 90 % des quelque 16 millions de barils de pétrole utilisés quotidiennement à diverses fins.

La figure 29 donne la répartition de la consommation d'énergie primaire aux États-Unis en 1985 par secteur, ainsi que la part du pétrole dans l'énergie utilisée dans chaque secteur.

En 1973, le pétrole représentait presque 18 % (3,5 quads) de l'énergie utilisée pour produire de l'électricité aux États-Unis. En 1984, le pétrole ne représentait plus que 4,9 % de cette énergie (1,3 quad), malgré une augmentation de 31 % de toute l'énergie consommée pour produire de l'électricité. Il en va tout autrement dans le secteur des transports. En 1973, le pétrole destiné aux transports représentait 95,9 % (17,8 quads) de toute l'énergie consommée dans les transports. En 1984, le secteur des transports a exigé 19,3 quads de pétrole, ce qui représentait 97,2 % de l'énergie consommée à cette fin (DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 110-111).

Toutefois, les ressources américaines en pétrole non classique consistent principalement en gisements de schistes bitumineux. La quantité totale d'huile de schiste contenue dans ces gisements a récemment été évaluée à environ 1,6 billion de barils. Aucun gisement de schistes bitumineux n'est classé actuellement parmi les réserves américaines car leur exploitation économique reste problématique (WEC, 1986, p 61-63).

C. La production et la consommation de pétrole aux Etats-Unis

Les Etats-Unis se placent au deuxième rang parmi les pays producteurs de pétrole (brut et LGN), mais ils sont aussi les plus grands consommateurs. En 1984, la consommation per capita de pétrole de toute origine aux Etats-Unis était de 24,4 barils, soit une baisse par rapport aux 31,0 barils par personne de 1978 (DeGolluyer et MacNaughton, 1986, p. 101). En 1986, les Etats-Unis ont produit en moyenne quelque 8,8 millions de barils par jour, extraits de près de 640 000 puits. Si l'on examine la production américaine sous un autre angle, les Etats-Unis, qui comptent 72 % des puits de pétrole au monde, ont fourni 16 % de la production mondiale l'an dernier, ce qui montre bien l'intensité des travaux de prospection et la maturité de l'industrie pétrolière aux Etats-Unis.

Les Etats-Unis détiennent seulement 4 % des réserves mondiales de brut classique pour soutenir ce niveau de production. Bien que le rapport réserves/production pour le pétrole brut soit tombé à environ 8, l'industrie a presque toujours fonctionné avec un rapport inférieur à 15 depuis le début du siècle.

Près de 150 milliards de barils de brut ont été produits aux Etats-Unis depuis 1859, mais il en reste encore plus de 300 milliards dans le sous-sol américain. Ainsi, les techniques de récupération classique n'ont permis d'extraire que le tiers environ du pétrole en place. Ce rendement pourrait être amélioré par le recours à des techniques de récupération assistée (EOR). Quelque 30 milliards de barils de ce pétrole en place pourraient ainsi être récupérés à l'aide des techniques de récupération assistée courantes et nouvelles. Cependant, étant donné les prix actuels du pétrole, beaucoup de projets de récupération assistée ne sont pas rentables.

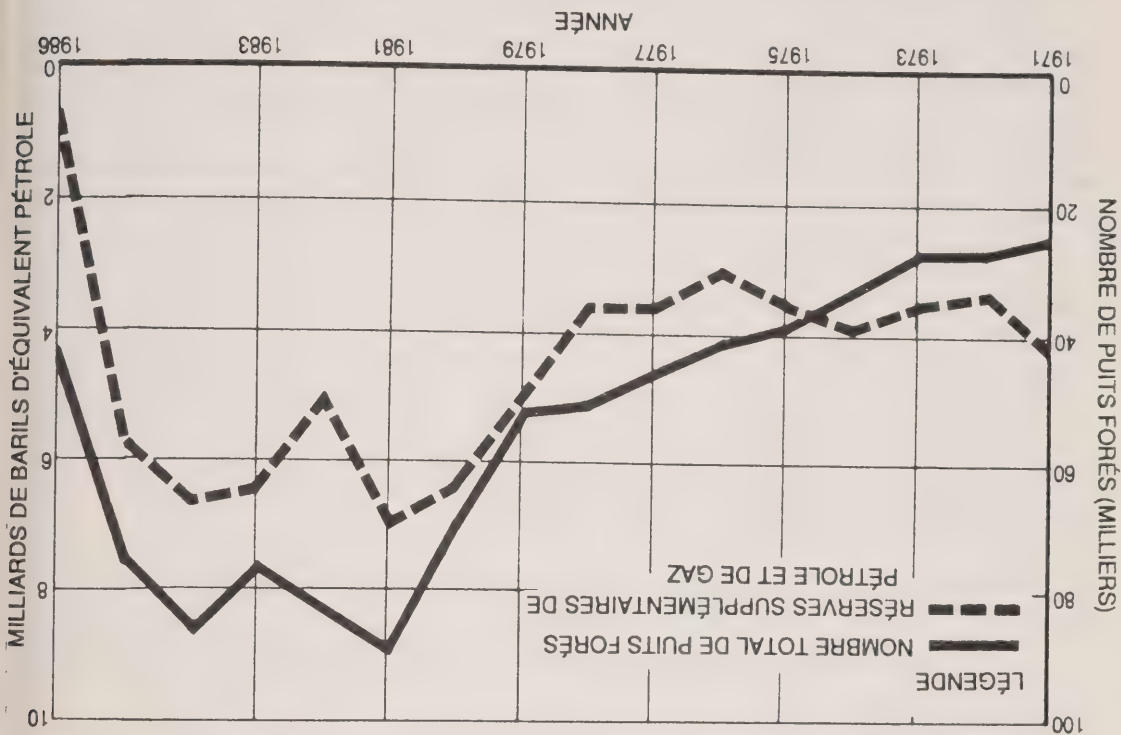
Le tableau 5 montre pourquoi la faiblesse des prix du pétrole nuit tant à l'industrie pétrolière américaine et pourquoi les producteurs du Moyen-Orient peuvent utiliser le prix, s'ils le désirent, pour saper le développement pétrolier américain. Les Etats-Unis ont creusé plus de 85 % des puits exploités dans les pays non communistes. Comme le montre le tableau 5, les puits du Moyen-Orient produisent beaucoup plus que les puits des Etats-Unis, soit en moyenne 3 100 barils par puits par jour environ, contre 14 barils par jour aux Etats-Unis. L'écart est encore plus frappant dans le cas de l'Arabie Saoudite. Le gisement de Ghawar en Arabie Saoudite, le plus grand au monde, peut produire 5,5 millions de barils par jour à partir de 332 puits, soit une moyenne de 16 600 barils par puits par jour. Aux Etats-Unis, environ 460 000 des 647 000 puits produits sont des puits marginaux qui produisent en moyenne 3 barils par jour. Il n'est donc pas surprenant que les frais de découverte et d'extraction aux Etats-Unis soient de beaucoup supérieurs aux frais encourus au Moyen-Orient.

de pétrole en place était de l'ordre de 13,8 milliards de barils et la quantité de gaz naturel en place de l'ordre de 31,3 millions de pieds cubes. Les réserves récupérables moyennes de pétrole brut sont estimées à 3,2 milliards de barils.

Il semble que les dernières régions les plus prometteuses des Etats-Unis se situent dans l'ANWR et au large de la Californie, mais il est clair aussi que les chances de trouver de vastes gisements de brut classique se font plus minces.

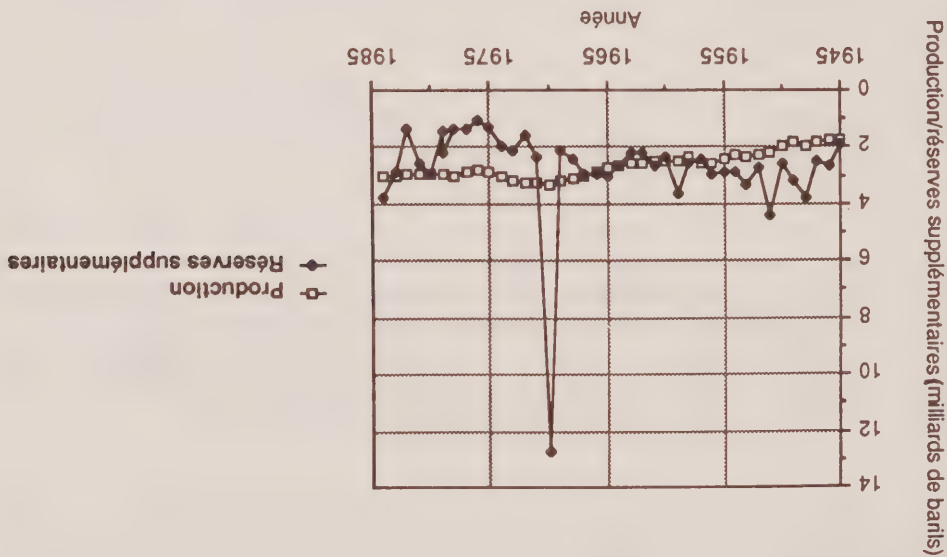
En plus des réserves de brut classique, les Etats-Unis possèdent de vastes gisements de pétrole non classique. Environ 1,3 % des ressources mondiales de bitume, soit environ 43 milliards de barils de bitume en place, se trouvent aux Etats-Unis. On estime qu'environ 10 % du pétrole lourd non classique mondial se trouve aux Etats-Unis. Cette ressource est évaluée à 90 milliards de barils, dont environ 18 milliards de barils devraient pouvoir être récupérés dans des gisements connus et dont 10 milliards de barils ont déjà été extraits (Meyer et Schenk, 1985).

Figure 28 : Réserves supplémentaires de pétrole et de gaz aux Etats-Unis et opérations de forage



Source : U.S. National Petroleum Council, 1987, p. 68.

Figure 27 : Production annuelle de brut des États-Unis et réserves supplémentaires depuis 1945



Notes : 1. La production de brut et les réserves supplémentaires se lisent sur l'échelle de gauche, en milliards de barils.

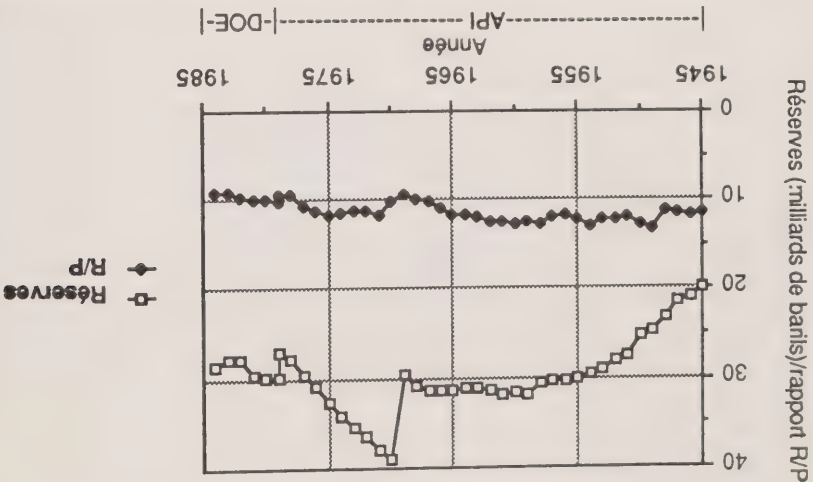
2. La pointe de 1970 dans les réserves supplémentaires tient compte des 9,6 milliards de barils provenant de la baie Prudhoe.

3. La valeur inférieure des réserves supplémentaires en 1979 est la valeur estimée par l'API; la valeur supérieure est la valeur estimée par le DOE.

Source : DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 18

l'Alaska, à l'est du champ supergéant de la baie Prudhoe. L'immense anticlinal de *Marsh Creek* sous la plaine côtière de l'ANWR est considéré comme la structure géologique non forcée la plus prometteuse qui reste aux États-Unis. Les environnementalistes soutiennent que le troupeau de caribous migrants de *Porcupine* utilise toute la plaine côtière de l'ANWR comme aire de mise-bas. Ce troupeau, estimé à 180 000 caribous, occupe presque 100 000 milles carrés au nord-est de l'Alaska et au nord-ouest du Canada. Les représentants de l'industrie pétrolière affirment que la mise en valeur de toutes les régions prometteuses de la plaine côtière perturberait moins de 1 % de cette zone. L'*U.S. Fish and Wildlife Service*, en collaboration avec l'*U.S. Geological Survey* et le *Bureau of Land Management*, a mené pendant six ans une étude de la plaine côtière de l'ANWR et a évalué les conséquences possibles de l'exploitation pétrolière sur le troupeau de caribous. L'étude a permis de conclure que l'exploitation pétrolière n'entraînerait pas de déclin appréciable de la population de caribous. L'étude a montré aussi que la quantité moyenne

Figure 26 : Réserves de brut classique aux États-Unis et rapport R/P depuis 1945



Notes : 1. Les réserves (en milliards de barils) et le rapport réserves/production se lisent sur l'échelle de gauche.

2. Les estimations des réserves de l'API et les valeurs correspondantes de R/P couvrent la période 1945-1979 (valeur inférieure sur les deux courbes); les estimations des réserves du DOE et les valeurs de R/P couvrent la période 1979-1984 (valeur supérieure sur les deux courbes).

Source : DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 18.

Pendant la période 1971-1985, l'industrie pétrolière américaine a ajouté 34,7 milliards de barils aux réserves de brut classique. Toutefois, pendant cette même période, la production a totalisé plus de 45 milliards de barils, soit une diminution de 10 milliards de barils dans les réserves prouvées. Les bas prix actuels et la baisse des opérations de forage entraîneront une diminution encore plus grande des réserves supplémentaires.

L'étroite relation qui existe entre les opérations de forage pétrolier et les réserves supplémentaires de brut et de gaz naturel est mise en évidence à la figure 28. Cette figure compare les réserves supplémentaires annuelles totales de pétrole et de gaz, exprimées en milliards de barils d'équivalent pétrole, avec le nombre total de puits forés par an. La baisse des activités de forage et des réserves supplémentaires de 1986 se reflète déjà dans la production de brut des États-Unis.

L'industrie pétrolière américaine soutient que la politique environnementale fédérale et les restrictions à l'accès aux terres fédérales, tel l'*Arctic National Wildlife Refuge* de l'Alaska (ANWR), empêchent les pétrolières de mettre en valeur de plus grandes réserves. L'ANWR est une région de 19 millions d'acres située sur le talus septentrional de

Il n'existe pas de solutions faciles aux problèmes énergétiques actuels des Etats-Unis. Les études récentes reflètent un malaise croissant au sujet de l'avenir énergétique américain. Les Etats-Unis ont toujours été, et continueront d'être dans l'avenir prévisible, le principal partenaire commercial du Canada, qu'il s'agisse d'énergie ou d'autres biens. Par conséquent, les problèmes énergétiques des Etats-Unis ont des répercussions au Canada.

B. Les ressources et réserves pétrolières des Etats-Unis

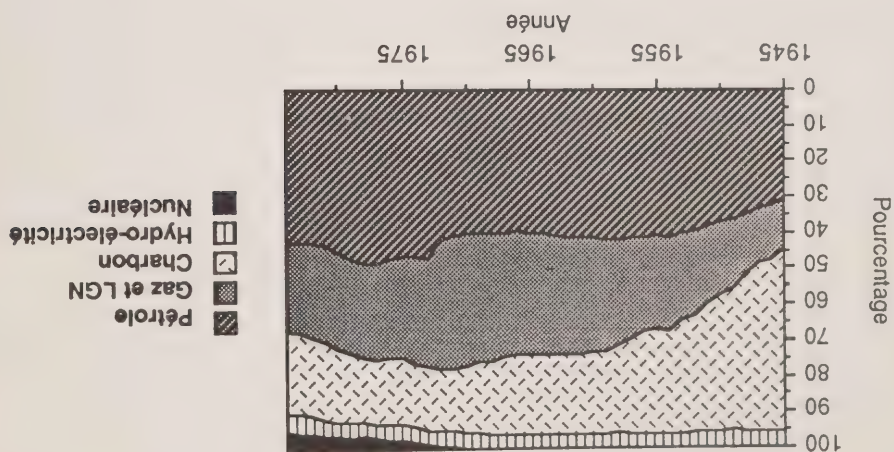
Les réserves prouvées de brut classique aux Etats-Unis se sont accrues après la Seconde Guerre mondiale pour atteindre 31,8 milliards de barils à la fin de l'année 1961. Le rapport réserves/production correspondant à ce moment-là était de 12,6. Au cours des années 60, les réserves prouvées ont commencé à baisser lentement jusqu'à ce que viennent s'ajouter les 9,6 milliards de barils extraits à la baie Prudhoe, sur le talus septentrional de l'Alaska, en 1970. Cette année-là, les réserves de brut classique des Etats-Unis ont culminé à 39,0 milliards de barils. Depuis, les réserves ont recommencé à décliner et, à la fin de l'année 1986, elles étaient évaluées à 24,6 milliards de barils, avec un rapport réserves/production d'environ 8. Ce chiffre représente moins de 4 % des réserves prouvées mondiales de brut classique.

La figure 26 illustre l'évolution des réserves de brut classique des Etats-Unis et du rapport réserves/production depuis 1945. L'accroissement rapide des réserves en 1970 correspond à l'ajout du pétrole de la baie Prudhoe. Le déclin subséquent s'est interrompu temporairement au début des années 80, la hausse des prix du pétrole à la suite du second choc pétrolier ayant entraîné un accroissement des opérations de forage. Quatre états, le Texas, l'Alaska, la Californie et la Louisiane, possèdent plus de 80 % des réserves totales des Etats-Unis. Le rapport réserves/production diminue lentement depuis que les Etats-Unis se sont engagés sur la partie décroissante de la courbe de production de pétrole classique.

Jusqu'en 1979, l'*American Petroleum Institute* a estimé les réserves prouvées de brut classique. Au début de 1979, le *Department of Energy* a assumé cette fonction, en utilisant une nouvelle base pour l'estimation des réserves. Les deux séries de statistiques se chevauchent pour l'année 1979 : les valeurs inférieures en 1979 sur les deux courbes de la figure 26 sont les valeurs estimées par l'API; les valeurs supérieures sont les valeurs du DOE.

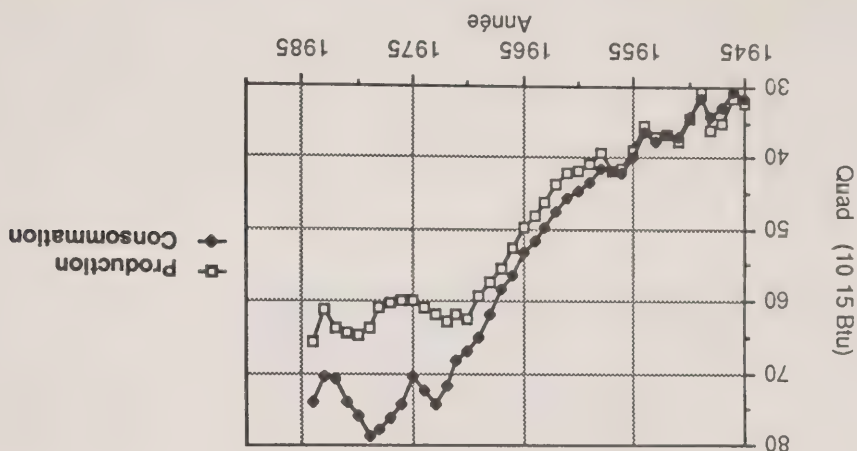
La figure 27 compare la production annuelle de brut avec les réserves supplémentaires annuelles aux Etats-Unis depuis la fin de la Seconde Guerre mondiale. Avant 1960, les réserves supplémentaires excédaient toujours la production et les réserves de brut classique augmentaient. Par la suite, la production a en général excédé les réserves supplémentaires, à l'exception de 1970, et les réserves de brut ont décliné. Le Texas est le plus grand producteur, avec plus d'un quart de tout le pétrole brut américain. L'Alaska fournit un cinquième de l'approvisionnement national, la Louisiane environ un sixième et la Californie, un huitième. Ensemble, ces Etats fournissent 85 % de la production de brut américain.

Figure 24 : Consommation d'énergie primaire aux États-Unis par type de combustible depuis 1945



Source : DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 107.

Figure 25 : Production et consommation d'énergie primaire aux États-Unis



Source : DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 106-107.

LES ETATS-UNIS, PAYS PRODUCTEUR SUR SON DÉCLIN

A. L'offre et la demande énergétiques aux Etats-Unis

Comme dans tous les autres pays industrialisés, le système énergétique des Etats-Unis a subi une profonde mutation au cours du vingtième siècle. Le charbon, extrait industriellement aux Etats-Unis pendant deux siècles et demi, constituait le principal combustible lors de la révolution industrielle de la fin du dix-neuvième siècle. Encore en 1945, le charbon comblait la moitié de la demande intérieure d'énergie primaire.

Dans la décennie suivant la Seconde Guerre mondiale, le pétrole brut et le gaz naturel sont venus remplacer le charbon dont la consommation chuta rapidement. En 1945, le charbon comblait 51 % de la demande d'énergie primaire; en 1955 il n'en comblait plus que 29 %. La figure 24 illustre l'évolution de la demande d'énergie primaire aux Etats-Unis depuis 1945. En 1984, le pétrole brut satisfaisait 42,1 % de la demande d'énergie primaire; le gaz naturel et les liquides extraits du gaz naturel (LGN), 24,6 %; le charbon, 23,3 %; l'hydro-électricité, 5,2 %; et l'électricité d'origine nucléaire, 4,8 %. On observe que la figure 24 ne tient pas compte de la consommation de bois (qui a représenté moins de 5 % de la consommation d'énergie aux Etats-Unis depuis la guerre); la figure montre les variations relatives de la consommation de pétrole, de gaz, de charbon et d'électricité primaire.

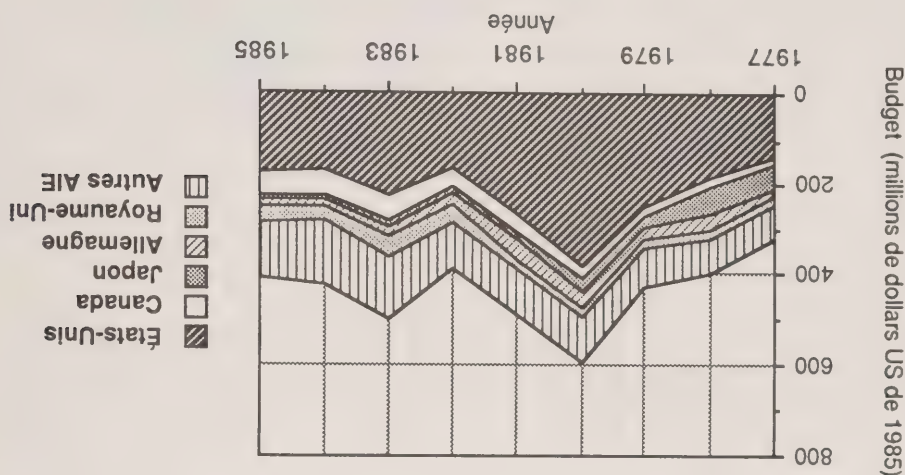
Le gaz naturel continue d'être le combustible de choix susceptible de remplacer le pétrole aux Etats-Unis. Bien que les ressources en gaz naturel des Etats-Unis soient apparemment plus importantes que les ressources en pétrole classique, la chute récente des prix du pétrole à l'échelle internationale a entraîné une réduction du forage de puits pétroliers et la mise en valeur de nouvelles réserves de gaz est loin de correspondre à la croissance prévue de la demande de ce combustible. Le *National Petroleum Council* affirme que la réglementation excessive du secteur du gaz naturel a nui à la production, au transport et à l'utilisation efficaces de cette ressource.

Malgré une utilisation de plus en plus efficace de l'énergie, les Etats-Unis continuent de consommer considérablement plus d'énergie qu'ils n'en produisent. Cette incapacité à ajuster la demande et l'offre est illustrée à la figure 25. L'offre et la demande énergétiques aux Etats-Unis étaient pratiquement équilibrées jusqu'à ce que la production nationale de pétrole atteigne un maximum en 1970. Par la suite, l'écart s'est creusé rapidement. Le déficit énergétique pourrait devenir encore plus prononcé : la production de brut classique est presque certainement sur le déclin; la production future de gaz naturel a été freinée par le fléchissement des prix du pétrole, une capacité de surproduction à court terme et une réglementation compliquée; les principaux sites hydro-électriques aux Etats-Unis ont été exploités, et la confusion règne dans le programme nucléaire. Parmi les formes d'énergie classiques, seul le charbon semble être dans une bonne position pour augmenter sa part du marché énergétique, mais, même là, les problèmes environnementaux associés à un accroissement de l'utilisation du charbon, en particulier le problème des pluies acides, s'amplifient.

Le budget de la R&D sur les économies d'énergie représentait 6,5 % du budget total de l'AIE sur la R&D énergétique en 1980 et 6,2 % en 1985. En d'autres termes, en 1985, les pays membres de l'AIE ont dépensé 16 fois plus sur d'autres aspects de la R&D énergétique que ce qu'ils étaient prêts à dépenser pour les économies d'énergie. Le comportement du Japon est particulièrement remarquable : selon les données de l'AIE, ce pays énergétiquement déficitaire a réduit ses dépenses pour la R&D sur les économies d'énergie de 55,9 millions de dollars US en 1977 à 12,3 millions de dollars US en 1985. Etant donné le point de vue généralement accepté que la R&D sur les économies d'énergie constitue l'une des méthodes les plus efficaces pour équilibrer l'offre et la demande énergétiques, il est difficile de comprendre cette prépondérance des crédits consacrés au volet approvisionnement.

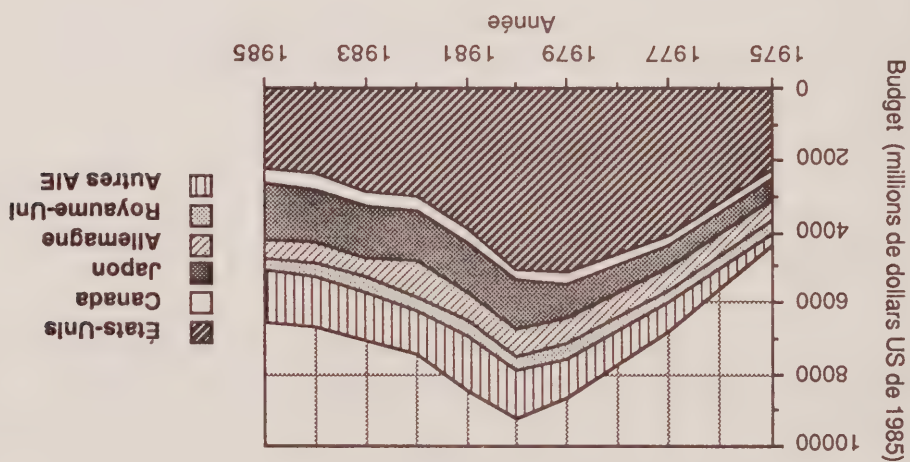
Dans l'évaluation des données fournies aux figures 21 à 23, il convient de se rappeler que les fluctuations du taux de change pendant cette période ont parfois été considérables.

Figure 23 : Budgets gouvernementaux des pays de l'AIE pour la R&D sur les économies d'énergie en dollars US de 1985



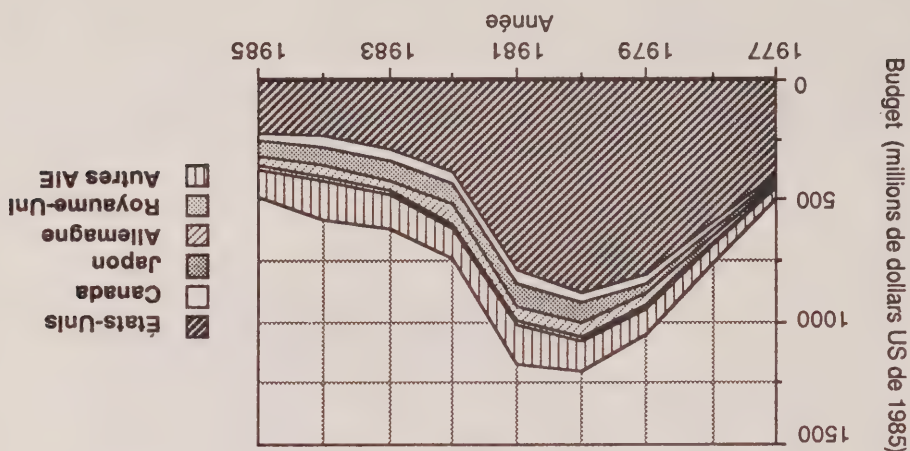
Source : AIE, 1986, p. 119.

Figure 21 : Budgets gouvernementaux de RDD énergétique des pays de l'AIE en dollars US de 1985



Source : AIE, 1986, p. 52.

Figure 22 : Budgets gouvernementaux des pays de l'AIE pour la RDD sur les énergies renouvelables en dollars US de 1985



Source : AIE, 1986, p. 125.

radioactifs, la fusion thermonucléaire contrôlée, la production d'hydrogène à partir de l'eau, la sécurité nucléaire, l'utilisation de la chaleur résiduelle, les économies d'énergie, l'utilisation des déchets municipaux et industriels ainsi que l'étude des systèmes énergétiques en général; et

4) enrichissement de l'uranium.

Malheureusement, à la suite du fléchissement des prix du pétrole, la plupart des pays membres se sont désintéressés des solutions énergétiques à long terme. Les figures 21 à 23 montrent bien la diminution des crédits affectés à la recherche, au développement et à la démonstration énergétiques (R&D).

La figure 21 indique les budgets gouvernementaux de R&D énergétique des pays de l'AIE depuis 1975, en dollars US constants de 1985. On constate que les dépenses à ce titre ont culminé à 9,24 milliards de dollars US en 1980 et qu'en 1985, elles étaient tombées à 6,57 milliards de dollars US, soit une baisse de 29 %. Le budget des Etats-Unis explique à lui seul cette baisse; le bilan des autres pays de l'AIE est partagé. Les crédits affectés à la R&D énergétique ont diminué par rapport au niveau de 1980 dans des pays comme la République fédérale d'Allemagne et le Royaume-Uni, mais ils ont augmenté au Japon, en Italie et au Canada. Les dépenses du Canada en matière de R&D énergétique ont atteint leur maximum en 1984.

La figure 22 indique la part que représentent les énergies renouvelables dans les dépenses totales relatives à la R&D énergétique depuis 1977. Les dépenses à ce titre ont diminué beaucoup plus que les dépenses totales depuis 1980, soit de 60 %. Ces données montrent bien la baisse d'intérêt pour les énergies renouvelables par suite du fléchissement du prix du pétrole et de la disponibilité de cette ressource. Les Etats-Unis et le Canada ont connu les baisses les plus importantes, et des pays comme le Japon et la Suède ont aussi diminué leurs dépenses à ce titre. La chute de 75 % dans les crédits alloués à la R&D sur les énergies renouvelables depuis 1980 aux Etats-Unis est particulièrement surprenante, vu la dépendance croissante de ce pays vis-à-vis du pétrole importé. Seuls la Belgique, l'Italie et les Pays-Bas ont accordé plus de crédits à la R&D sur les énergies renouvelables en 1985 qu'en 1980; toutefois, en Italie, les crédits de 1985 atteignaient seulement 35 % du maximum de 1984. Au Canada, les 23,5 millions de dollars US alloués en 1985 ne représentaient que 41 % des 57,3 millions de dollars US accordés en 1981. En 1985, les dépenses totales de l'AIE pour la R&D sur les énergies renouvelables représentaient 7,4 % de toutes les dépenses de l'AIE prévues pour la R&D énergétique; en 1981, elles représentaient 13,9 %.

La figure 23 montre l'évolution à la baisse des budgets consacrés à la R&D sur les économies d'énergie. La baisse des dépenses, qui s'établit à 31 % depuis 1980, est comparable à la baisse observée pour la R&D énergétique totale. La plupart des pays membres de l'AIE ont été touchés, bien que le Canada, le Royaume-Uni, l'Italie et les Pays-Bas aient un budget supérieur au niveau de 1980. En 1985, le budget canadien de 50,4 millions de dollars US pour la R&D sur les économies d'énergie approchait le sommet de 1984, soit 54,8 millions de dollars US.

Définitions utilisées dans les rapports de l'AIE concernant les stocks de pétrole

Le niveau d'exploitation minimal est le niveau de stock nécessaire à un moment donné pour permettre un fonctionnement régulier et pour empêcher les pannes. En dessous de ce niveau, une pénurie commence à se faire sentir dans un système donné de distribution. Ce niveau comprend les stocks non disponibles et les stocks d'exploitation. Normalement, ce pétrole n'est pas vendu.

Les stocks non disponibles comprennent le pétrole contenu dans les systèmes de transport continus, dans les équipements de raffinerie et dans les résidus des réservoirs de stockage. Ce pétrole ne peut être soutiré à moins que les installations dans lesquelles il se trouve soient mises hors service.

Les stocks d'exploitation sont constitués du pétrole en sus des stocks non disponibles qui est nécessaire pour permettre l'exploitation du système primaire de raffinage et de distribution sans problème de fonctionnement et sans panne. Ces stocks comprennent le pétrole nécessaire pour assurer les cycles de fonctionnement, pour garantir l'exploitation en cas de retards non prévus ou de problèmes de fonctionnement, et pour compenser les écarts dans la production des produits de mélange associés. Cette quantité de pétrole ne peut être mesurée avec précision, mais elle peut être estimée en se basant sur l'expérience.

Stocks potentiellement accessibles = stocks totaux — stocks non disponibles — stocks d'exploitation

Les stocks potentiellement disponibles sont estimés pour les pays membres de l'OCDE, mais les résultats ne sont pas publiés.

Certains ont exprimé des doutes au sujet de la volonté réelle des 21 pays membres de l'AIE de participer pleinement à un programme d'allocation en cas d'interruption grave de l'approvisionnement international. Pendant la révolution iranienne de 1978, puis lors du déclenchement de la guerre entre l'Iran et l'Iraq en 1980, le déclin de l'approvisionnement de pétrole dans les pays non communistes a approché les 7 %, mais le programme de partage du pétrole de l'AIE n'a pas été pour autant mis en oeuvre. Ainsi, le programme n'a pas encore été essayé dans des conditions d'urgence.

Les pays membres collaborent également en vue de réduire à long terme leur dépendance à l'égard du pétrole importé. Le Groupe permanent sur la coopération à long terme s'occupe de programmes nationaux et communs dans les domaines suivants :

- 1) économie d'énergie;
- 2) développement d'énergies de substitution telles que le fuel domestique, le charbon, le gaz naturel, l'énergie nucléaire et l'hydro-électricité;
- 3) recherche et développement énergétiques, notamment des programmes de coopération sur la technologie du charbon, l'énergie solaire, la gestion des déchets

Tableau 4 : Stocks de pétrole de l'OCDE au 1^{er} octobre 1986

Pays	Niveau de stock (millions de barils)	Jours de consommation assurés
Canada	112.9	77
Etats-Unis	1 485.8	100
Japon	516.0	115
Australie	35.2	63
Nouvelle-Zélande	6.6	84
Autriche	21.3	101
Belgique	39.6	95
Danemark	39.6	183
Finlande	37.4	173
France	137.8	82
Grèce	27.9	113
Irlande	5.9	63
Italie	167.1	89
Luxembourg	1.5	81
Pays-Bas	66.0	107
Norvège	19.1	107
Portugal	17.6	93
Espagne	69.6	82
Suède	47.6	135
Suisse	44.0	183
Turquie	14.7	36
Royaume-Uni	129.7	85
République fédérale d'Allemagne	269.0	130

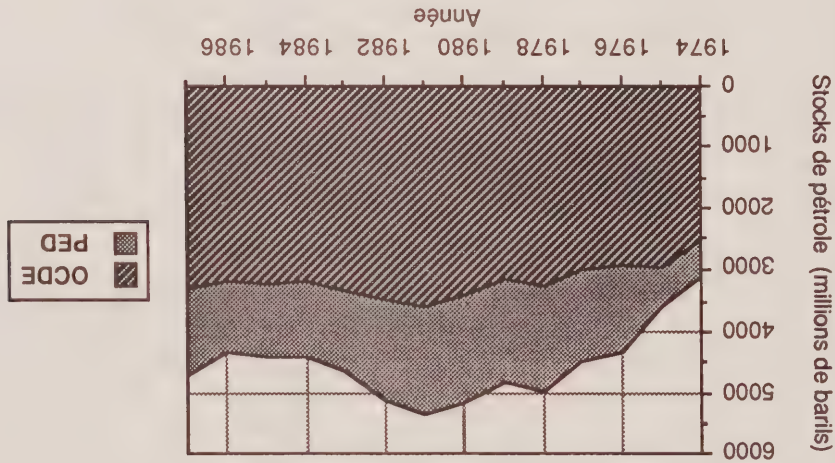
Notes : 1. Les données pour l'Islande ne sont pas disponibles.

2. Les stocks indiqués dans le document original ont été convertis de tonnes à barils à l'aide de la relation approximative : 1 tonne de pétrole = 7,33 barils.

Source : EMR, communication personnelle.

dans son ensemble, ou un pays membre quelconque, fait face ou prévoit faire face à une réduction de son approvisionnement de pétrole égale à au moins 7 % de sa consommation journalière moyenne, chaque pays membre restreint sa demande d'une quantité égale à 7 % de sa consommation et alloue cette quantité de pétrole au groupe, en accord avec certaines dispositions. A l'heure actuelle, le Canada est au nombre des exportateurs nets de pétrole et il devrait donc, dans ces circonstances, allouer du pétrole, directement ou indirectement, à d'autres pays membres de l'AIE possédant un droit d'allocation.

Figure 20 : Stocks d'ouverture annuels de l'OCDE et des PED depuis 1974, au 1^{er} janvier de chaque année



Source : EMR, 1987c, p. 100.

Chaque trimestre, les pays membres de l'OCDE publient leurs «niveaux de stock» de pétrole ainsi que le nombre de jours de consommation assurés par ces stocks. Le tableau 4 représente la compilation de l'OCDE au 1^{er} octobre 1986.

Bien que ces stocks soient dits disponibles (le «niveau de stock» est égal aux «stocks totaux» moins une marge de 10 % pour les «stocks non disponibles»), la quantité qui pourrait être soustraite en cas d'urgence est inférieure à la quantité indiquée. Il en est ainsi car les niveaux de stock consignés comprennent les «stocks d'exploitation» qui ne sont normalement pas disponibles. À cet égard, le Canada est dans une position particulièrement délicate. Selon le tableau 4, le niveau de stock du Canada équivalait à 77 jours de consommation anticipée le 1^{er} octobre 1986. Toutefois, EMR a avisé le Comité que la quantité de pétrole réellement disponible correspondait à seulement 10-20 jours de consommation, suivant la saison.

L'embargo pétrolier de 1973 décrété par les pays arabes visait certains pays occidentaux qui avaient aidé Israël lors de la guerre du Yom Kippur. Cette stratégie consistait à «diviser pour mieux conquérir» a eu un certain succès puisque plusieurs pays industriels ont pratiqué une politique d'apaisement, version des années 70, afin d'éviter un embargo de la part des pays de l'OPAEP. Pour éviter que cette situation se reproduise, les pays membres de l'AIE ont convenu de mettre sur pied un programme d'allocation de pétrole qui s'applique en cas d'une réduction donnée de l'approvisionnement. Si le groupe

Source : EMR, 1987c, p. 96.

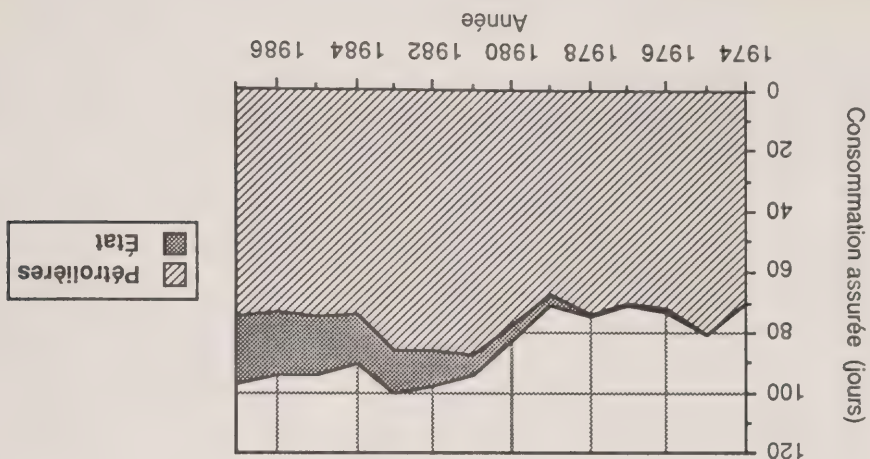
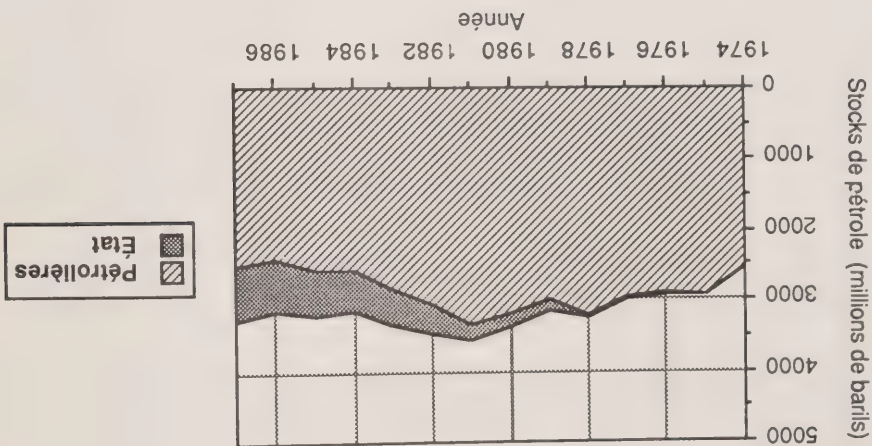


Figure 19 : Jours de consommation de pétrole assurés par les stocks de l'OCDE

Source : EMR, 1987c, p. 96.

Figure 18 : Stocks d'ouverture annuels de l'OCDE depuis 1974, au 1^{er} janvier de chaque année

développement de sources d'énergie de remplacement ainsi qu'à la recherche et au développement dans le domaine de l'énergie;

2) établir un système d'information sur le marché international du pétrole, ainsi que des consultations avec les pétroliers;

3) coopérer avec les pays producteurs de pétrole et les autres pays consommateurs en vue de développer un commerce international stable de l'énergie et de réaliser une gestion et une utilisation rationnelles des ressources énergétiques dans le monde, dans l'intérêt de tous les pays; et

4) élaborer un plan destiné à préparer les pays participants à l'éventualité d'un bouleversement important des approvisionnements pétroliers et de partager le pétrole disponible en cas de crise.

Les pays membres de l'AIE s'engagent notamment à maintenir une réserve pétrolière d'urgence suffisante pour répondre à la demande pendant au moins 90 jours, sans devoir compter sur des importations nettes. Ils peuvent satisfaire à cet engagement à partir de leurs stocks existants, de leur capacité de changement de combustible et de leur production pétrolière de réserve. Le total des stocks pétroliers détenus par chaque pays est calculé d'après le volume de brut, le volume des principaux produits et des huiles non traitées qui sont contenues dans les réservoirs des raffineries, les installations de déchargement en vrac, les réservoirs des oléoducs, les barges, les navires-citernes de cabotage, les pétroliers au port, les soutages maritimes des eaux intérieures, les résidus des réservoirs de stockage et les stocks d'exploitation ainsi que les stocks détenus par les gros consommateurs conformément à la législation régissant ces derniers ou à d'autres exigences imposées par les gouvernements.

Ces dernières années, on a observé une évolution dans les stocks de pétrole des pays membres de l'OCDE. Depuis 1981, les stocks des pétroliers ont généralement diminué alors que ceux de l'Etat ont augmenté. En effet, les gouvernements ont assumé une plus grande part du fardeau en constituant des stocks stratégiques. Les figures 18 et 19 donnent plus de détails sur les stocks de pétrole de l'OCDE. La figure 18 représente les stocks d'ouverture annuels de l'OCDE depuis 1974, en indiquant la part des pétroliers et la part de l'Etat. La figure 19 montre comment ces stocks se traduisent en jours de consommation assurés, en indiquant encore la part des pétroliers et celle de l'Etat.

Environ la moitié des stocks des pétroliers dans les pays membres de l'OCDE sont constitués de pétrole brut et le reste, de produits dérivés du pétrole.

Les PED possèdent également des stocks de pétrole. Toutefois, ces stocks ont aussi baissé quelque peu depuis 1981. La figure 20 représente les stocks totaux des pays non communistes. Dans cette figure, les stocks des PED incluent ceux des pays membres de l'OPEP.

Le Canada n'est pas tenu à l'heure actuelle de satisfaire aux exigences de l'AIE en ce qui concerne le maintien d'une réserve d'urgence parce qu'il est au nombre des exportateurs nets de pétrole.

comme un facteur important dans la défaite de l'Allemagne. L'embargo décrété par les États-Unis sur le pétrole brut et la ferraille destinés au Japon après le début de la guerre en Europe a apparemment poussé le Japon à attaquer à Pearl Harbor. L'Afrique du Sud s'est dotée d'une coûteuse capacité industrielle de production de combustibles liquides et gazeux à partir des dépôts de charbon nationaux, réduisant ainsi sa vulnérabilité vis-à-vis des embargos pétroliers.

Depuis la Seconde Guerre mondiale, six événements ont perturbé l'approvisionnement en pétrole. Trois d'entre eux ont bouleversé l'économie des pays consommateurs de pétrole. Ces six événements sont :

1. le boycott iranien de 1951-1953;

2. la crise de Suez de 1956-1957;

3. la guerre des six jours en 1967;

4. la guerre du Yom Kippur en 1973;

5. la révolution iranienne de 1979; et

6. l'invasion de l'Irak par l'Iraq en 1980, origine de la guerre du Golfe qui se poursuit encore.

Le boycott iranien, la crise de Suez et la guerre des six jours ont eu comparative-ment peu d'effet sur l'approvisionnement mondial de pétrole et sur le prix international du pétrole, bien que la crise de Suez ait entraîné quelques problèmes en Europe. Dans chaque cas, les États-Unis et un certain nombre d'autres pays producteurs ont augmenté leur production pour compenser les pénuries éventuelles. Par contre, la guerre du Yom Kippur, la révolution iranienne et le déclenchement de la guerre du Golfe ont eu des répercussions importantes, dont des augmentations considérables des prix.

F. Le rôle de l'Agence internationale de l'énergie

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) est un organe autonome qui a été institué en novembre 1974 dans le cadre de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). L'AIE, dont le siège se trouve à Paris, a pour mandat d'assurer la mise en œuvre d'un programme énergétique international. Vingt-et-un des vingt-quatre pays membres de l'OCDE participent aux efforts en ce sens.

Les pays membres de l'AIE sont les suivants : Australie, Autriche, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, Grèce, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Norvège, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Portugal, République fédérale d'Allemagne, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie. La France, l'Islande et la Finlande sont signataires de l'OCDE, mais ne participent pas à l'AIE.

Les objectifs déclarés de l'Agence internationale de l'énergie sont les suivants :

1) réaliser une coopération entre les pays participants de l'AIE, en vue de réduire leur dépendance excessive à l'égard du pétrole grâce à des économies d'énergie, au

Tableau 3 : Capacité de production de brut des pays membres de l'OPEP à la fin de l'année 1986

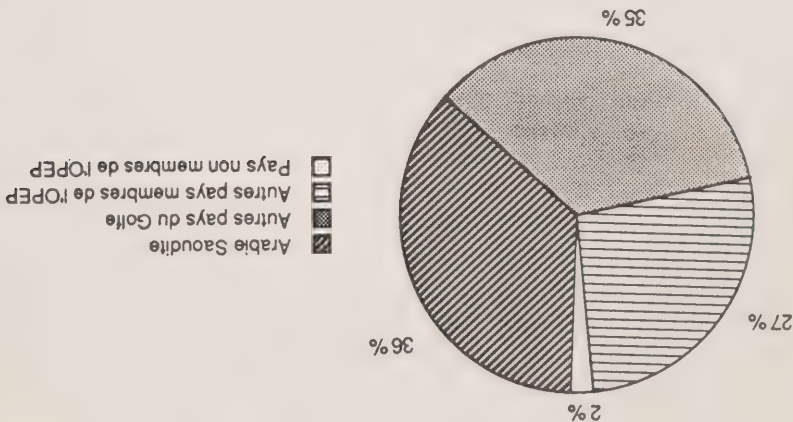
Pays	Capacité			Production (taux en décembre 1986)
	Installée	Maximale	Disponible	
	(millions de barils/jour)			
Algérie	1 200	900	900	662
Équateur	300	285	330	285
Gabon	250	150	185	180
Indonésie	1 800	1 650	1 650	1 188
Iran	7 000	5 500	3 400	2 200
Irak	4 000	3 500	1 750	1 550
Kuwait	2 900	2 000	1 950	1 300
Libye	2 500	2 100	1 600	1 000
Zone neutre	680	600	600	350
Arabie Saoudite	12 500	10 000	8 500	5 000
EAU	2 550	2 415	1 550	1 201
Venezuela	2 600	2 500	2 400	1 585
Total	41 430	34 400	27 215	18 134

Notes : 1. La **capacité installée**, ou capacité nominale, comprend tous les éléments du système de production du brut, soit la production, le traitement, le transport et le stockage. Il s'agit en général de la plus grande capacité estimée. La **capacité maximale soutenable**, ou capacité opérationnelle, est le taux de production le plus élevé qui peut être maintenu pendant plusieurs mois. Ce n'est pas nécessairement le taux maximal qui peut être maintenu sans endommager les réservoirs. La **capacité disponible**, ou capacité permise, tient compte des contraintes momentanées (par exemple, l'annonce d'un plafond de production, une perte de capacité due à la guerre du Golfe ou au tremblement de terre de mars 1987 en Équateur, qui a endommagé le pipeline reliant les champs de pétrole d'Amazonie au terminal côtier). Pendant des périodes de temps limitées, la capacité disponible peut dépasser la capacité soutenable.

2. La production de la Zone neutre est répartie également entre l'Arabie Saoudite et le Kuwait.
3. Les estimations de la capacité maximale soutenable pour l'Iran et l'Irak ont été faites avant la guerre du Golfe; la perte de capacité due à ce conflit est incertaine.

non communistes

Figure 17 : Répartition de la capacité de production excédentaire dans les pays



Note : Les "autres pays du golfe Persique" comprennent les états du golfe Persique membres et non membres de l'OPEP, autres que l'Arabie Saoudite. Les "autres pays membres de l'OPEP" comprennent tous les pays membres de l'OPEP situés à l'extérieur de la région du Golfe. Les "pays non membres de l'OPEP" comprennent les pays membres de l'OCDE et les PED autres que les pays du golfe Persique membres et non membres de l'OPEP.

Source : U.S. Department of Energy, 1987, p. 18.

production réelle des pays membres de l'OPEP était de 18,1 millions de barils par jour, soit seulement deux tiers de la capacité disponible. La CIA a aussi calculé que la capacité maximale soutenable des pays de l'OPEP, soit la production maximale qui peut être maintenue pendant plusieurs mois, était de 34,4 millions de barils par jour à ce moment-là. Le tableau 3 illustre les estimations de la CIA à la fin de l'année 1986.

Ces dernières années, l'OPEP a cherché à étendre son influence dans le commerce international du pétrole. Au cours des années 70, les gouvernements des pays producteurs ont nationalisé la plupart des champs de pétrole de l'OPEP, reléguant les pétrolières au rôle d'exploitant. En 1970, les pétrolières étrangères possédaient plus de 95 % de l'actif servant à la production de pétrole dans les pays membres de l'OPEP. Après une décennie de nationalisations, en 1980, les pétrolières étrangères possédaient moins de 15 % de cet actif. Ainsi, les pétrolières multinationales ont perdu de leur pouvoir d'agir comme tampon entre les pays producteurs et les pays consommateurs.

L'embargo pétrolier décrété par les pays arabes n'était pas la première tentative d'utiliser le pétrole comme arme politique ou stratégique. Le manque de sources de pétrole indigènes en Allemagne pendant la Seconde Guerre mondiale est considéré

rapport au minimum de 61 % de 1985. Cette hausse résultait principalement de la volonté des producteurs du golfe Persique de récupérer une partie du marché en instaurant la politique du revenu net et elle devrait s'atténuer avec la mise en vigueur du nouvel accord de l'OPEP.

Les attaques contre les pétroliers dans le Golfe par l'Iraq et l'Iraq mettent en évidence la vulnérabilité de cette voie de transport. L'extension des systèmes d'oléoducs contournant le détroit d'Hormuz servira principalement les grands clients européens. Des quantités croissantes de pétrole vendues à l'Amérique du Nord et au Japon continueront probablement de transiter par le Détroit.

E. Le pétrole, bien stratégique

Le pétrole a acquis une importance stratégique en raison du rôle dominant qu'il joue maintenant dans la satisfaction de la demande énergétique mondiale et en raison aussi de sa distribution géographique inégale.

Diverses raisons font que le marché international du pétrole est sujet à être manipulé. L'OPEP contrôle près de 68 % des réserves mondiales de brut classique; l'Arabie Saoudite possède à elle seule environ le quart des réserves mondiales. Les pays membres de l'OPEP et ceux du bloc communiste détiennent ensemble près de 80 % des réserves prouvées. Par contre, l'Amérique du Nord (Canada, Etats-Unis et Mexique) ne détient que 12 % des réserves prouvées de brut classique. On considère que plus de la moitié des réserves mondiales de brut classique se trouvent dans six pays du Moyen-Orient, dans une région ravagée depuis sept ans par la guerre du Golfe (entre l'Iraq et l'Iraq).

Ce petit groupe de pays du Moyen-Orient est aussi celui qui est le mieux placé pour accroître sa production pétrolière à court terme. La figure 17 montre qu'environ 70 % de la capacité de production de réserve des pays non communistes, estimée récemment par l'U.S. Department of Energy à environ 10 millions de barils par jour, se situent dans le golfe Persique et que la moitié de ces réserves se trouvent en Arabie Saoudite. Les trente pour cent restants se situent principalement dans d'autres pays membres de l'OPEP. Les EPC ne sont pas inclus dans ces chiffres, mais la capacité de surproduction dans les pays du bloc communiste est faible car l'Union soviétique et la Chine ont tendance à extraire le plus de pétrole possible en tout temps. Quelques pays non membres de l'OPEP tels que le Mexique et la Norvège pourraient accroître notablement leur production avec le temps en développant leurs réserves, mais, à l'heure actuelle, avec les installations déjà en place, seuls les pays du golfe Persique et certains pays membres de l'OPEP dans d'autres régions du monde sont capables d'accroître leur production.

L'U.S. Central Intelligence Agency (CIA) évalue régulièrement les capacités de production de brut de chaque pays membre de l'OPEP. A la fin de 1986, la CIA avait estimé la capacité disponible globale de production de brut des pays membres de l'OPEP à 27,2 millions de barils par jour, avec 31 % de cette capacité pour l'Arabie Saoudite et 65 % pour l'ensemble des pays du Golfe membres de l'OPEP. En décembre 1986, la

culminant. Le fléchissement des prix a en outre aggravé le problème de l'amoindrissement des revenus provenant de l'exploration pétrolière en dehors du Moyen-Orient. La situation apparaît plus clairement lorsqu'on compare la répartition de la production de pétrole par région géopolitique, illustrée à la figure 13, avec la répartition des réserves de brut classique, présentée à la figure 14.

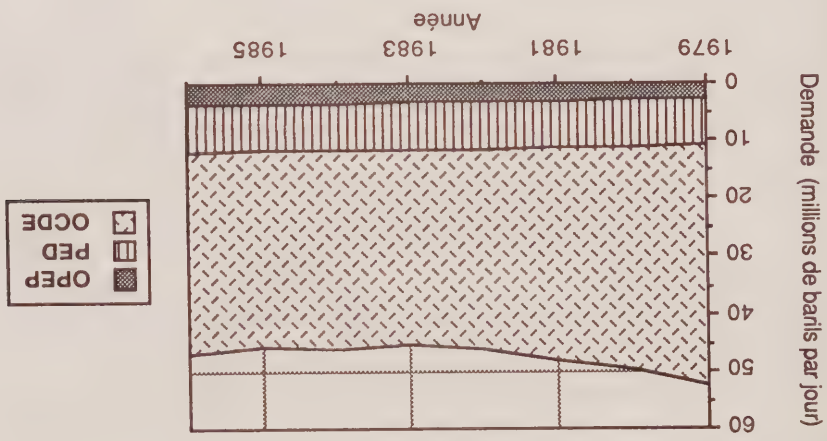
La figure 15 illustre la consommation de pétrole dans les pays non communistes depuis 1979. La demande, qui a baissé considérablement dans les pays industrialisés de 1979 à 1983, est restée pratiquement constante dans les pays en développement non membres de l'OPEP et elle a augmenté lentement dans les pays de l'OPEP. Pendant cette même période, on a aussi observé une baisse de la consommation de produits dérivés du brut lourd en faveur des produits du brut léger. Ces tendances ont entraîné une rationalisation de la capacité de raffinage mondiale, avec une réduction de la capacité du monde industrialisé et un accroissement de la complexité du raffinage. La figure 16 illustre les tendances récentes observées dans la capacité de raffinage des différentes régions du monde. Les données de l'OCDE sont divisées en trois groupes correspondant à l'Amérique du Nord, à l'Europe occidentale et aux pays du Pacifique.

La capacité de raffinage a baissé dans tous les pays de l'OCDE, mais plus particulièrement en Europe occidentale où la baisse de production a atteint 31 % au cours de la période de huit ans considérée. La capacité de raffinage des PED est restée approximativement constante depuis 1979, alors que dans les EPC, elle a augmenté de 16 %. Globalement, la capacité de raffinage a diminué de presque 10 %, tombant de 80,0 millions de barils par jour en 1979 à 72,3 millions de barils par jour en 1986.

Le transport du pétrole par pétroliers a atteint un maximum en 1977, avec 11 403 milliards de tonnes-milles, comprenant 10 408 milliards de tonnes-milles de brut et 0,995 milliard de tonnes-milles de produits pétroliers. Cette année-là, le commerce maritime du pétrole a représenté 65 % de tout le commerce maritime, mesuré en tonnes-milles. Par la suite, le transport du pétrole a diminué régulièrement jusqu'en 1985. Le commerce maritime du pétrole s'élevait alors à 5 157 milliards de tonnes-milles et représentait 39 % du commerce maritime mondial. Le commerce du pétrole a connu une nouvelle hausse d'environ 16 % en 1986, avec l'instauration de la nouvelle stratégie de «l'augmentation de la part du marché» de l'OPEP. La production mondiale de brut s'est accrue d'environ 6 %, mais la production de l'OPEP avait augmenté de 16 % et celle du Moyen-Orient (transport à grande distance) de 25 %. Le transport par pétroliers a augmenté de nouveau pour atteindre 44 % de tout le commerce maritime (Tucker, 1987).

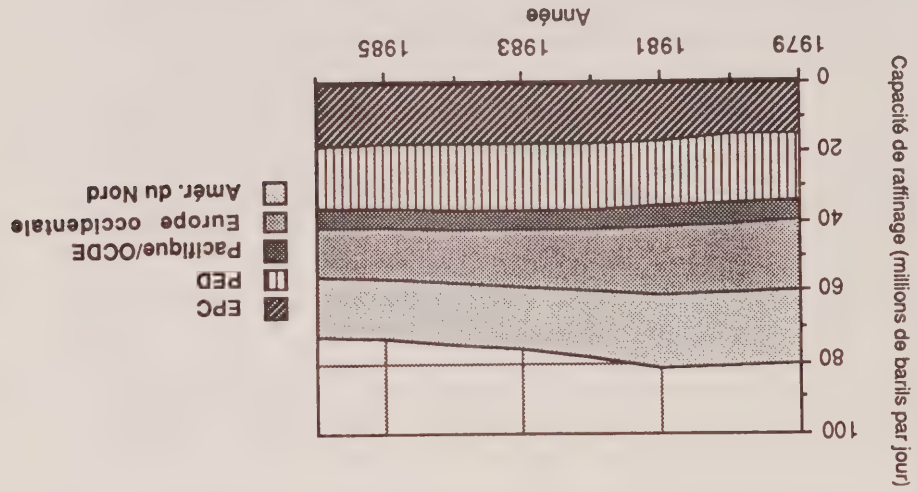
Le détroit d'Ormuz, à l'entrée du golfe Persique, a alors retrouvé une partie de son importance stratégique. Le volume de pétrole transitant par ce passage étroit avait diminué depuis la fin des années 70 pour atteindre seulement 29 % de tout le commerce international de pétrole en 1985. Des données récentes de l'AIE indiquent que 35 % du commerce international de pétrole, soit 7,6 millions de barils par jour, sont passés par le Détroit en 1986. Environ 6 500 navires marchands, pour la plupart des pétroliers, ont traversé le Détroit l'année passée, soit une moyenne d'un navire toutes les 80 minutes. Environ 70 % de ce pétrole étaient destinés aux pays industrialisés, une baisse par rapport au maximum de 74 % observé en 1978, mais une augmentation importante par

Figure 15 : Demande de pétrole dans les pays non communistes depuis 1979



Source : EMR, 1987c, p. 84.

Figure 16 : Capacité de raffinage mondiale par région depuis 1979

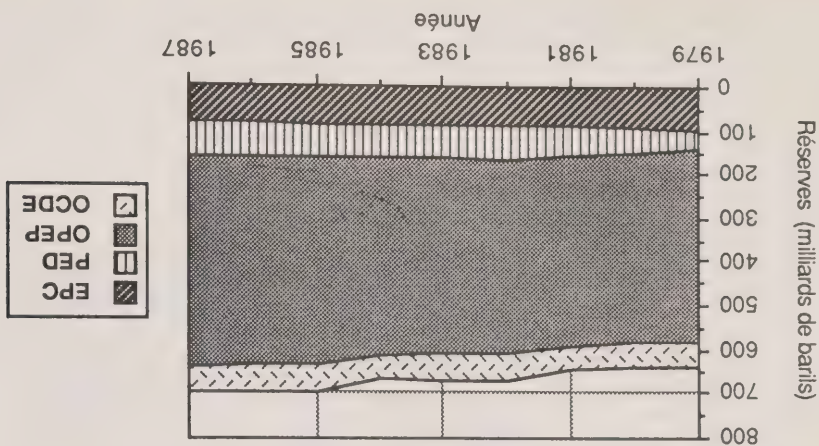


Notes : 1. La capacité de raffinage de l'OPEP est incluse dans la capacité totale des PED.

2. La capacité de raffinage de l'OCDE est divisée en trois composantes régionales : Amérique du Nord (États-Unis et Canada), Europe occidentale et pays du Pacifique (Japon, Australie et Nouvelle-Zélande).

Source : EMR, 1987c, p. 101.

Source : EMR, 1987c, p. 90.



janvier

Figure 14 : Distribution géopolitique des réserves prouvées de pétrole brut au 1^{er}

Source : EMR, 1987c, p. 90.

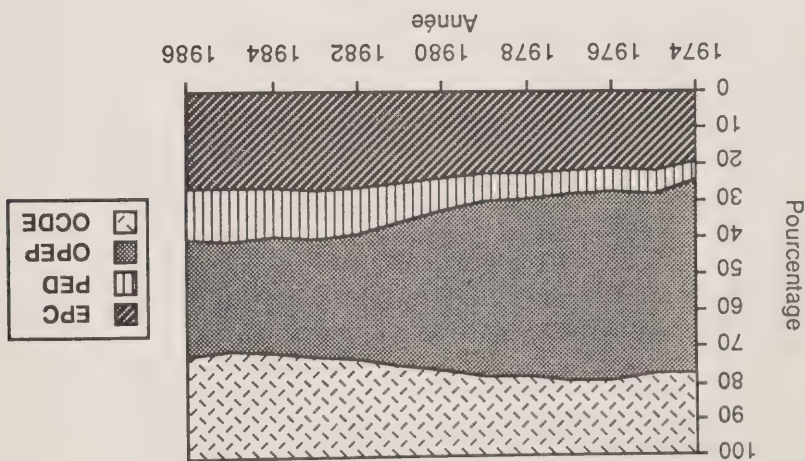


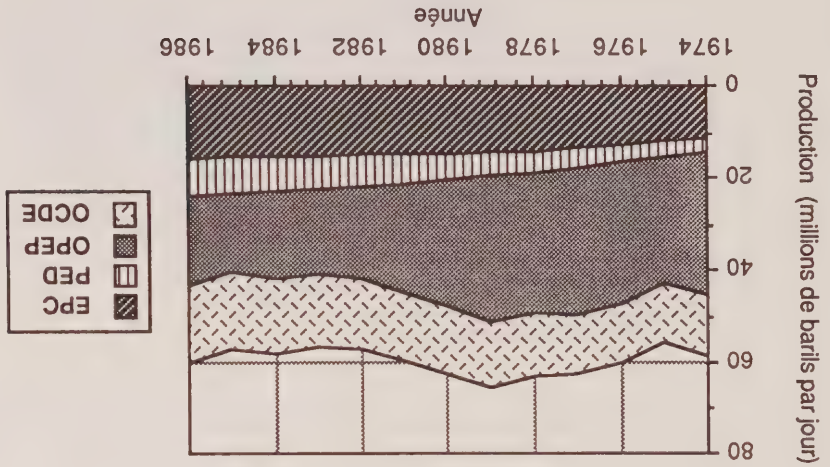
Figure 13 : Répartition de la production mondiale de pétrole par région géopolitique

alors entièrement absorbé par l'OPEP, la production ayant en général augmenté dans les autres régions du monde.

La figure 12 illustre la production mondiale de pétrole depuis 1974, par région géopolitique. Après avoir dominé la production mondiale dans les années 70, l'OPEP a vu sa production décroître régulièrement de 1979 à 1985. Ce n'est pas avant 1986, avec l'instauration de la politique de fixation des prix en fonction des rentrées nettes, que l'OPEP a commencé à retrouver sa position. La figure 13 représente la part de la production mondiale de pétrole de ces mêmes régions depuis 1974. On notera que dans les figures 12 à 15, les données de l'OPEP sont séparées de celles du reste des pays en développement.

Les sources d'approvisionnement n'appartenant pas à l'OPEP ne peuvent maintenir indéfiniment le niveau atteint à la suite des deux chocs pétroliers. En 1973, la production des pays non communistes n'appartenant pas à l'OPEP atteignait en moyenne 14,7 millions de barils par jour. En 1979, elle s'élevait à 17,7 millions de barils par jour. Après le second choc pétrolier, la production des pays non membres de l'OPEP s'est encore accrue pour atteindre 22,7 millions de barils par jour. Toutefois, la production des pays non communistes n'appartenant pas à l'OPEP pourrait avoir atteint son point

Figure 12 : Production mondiale de pétrole par région géopolitique depuis 1974

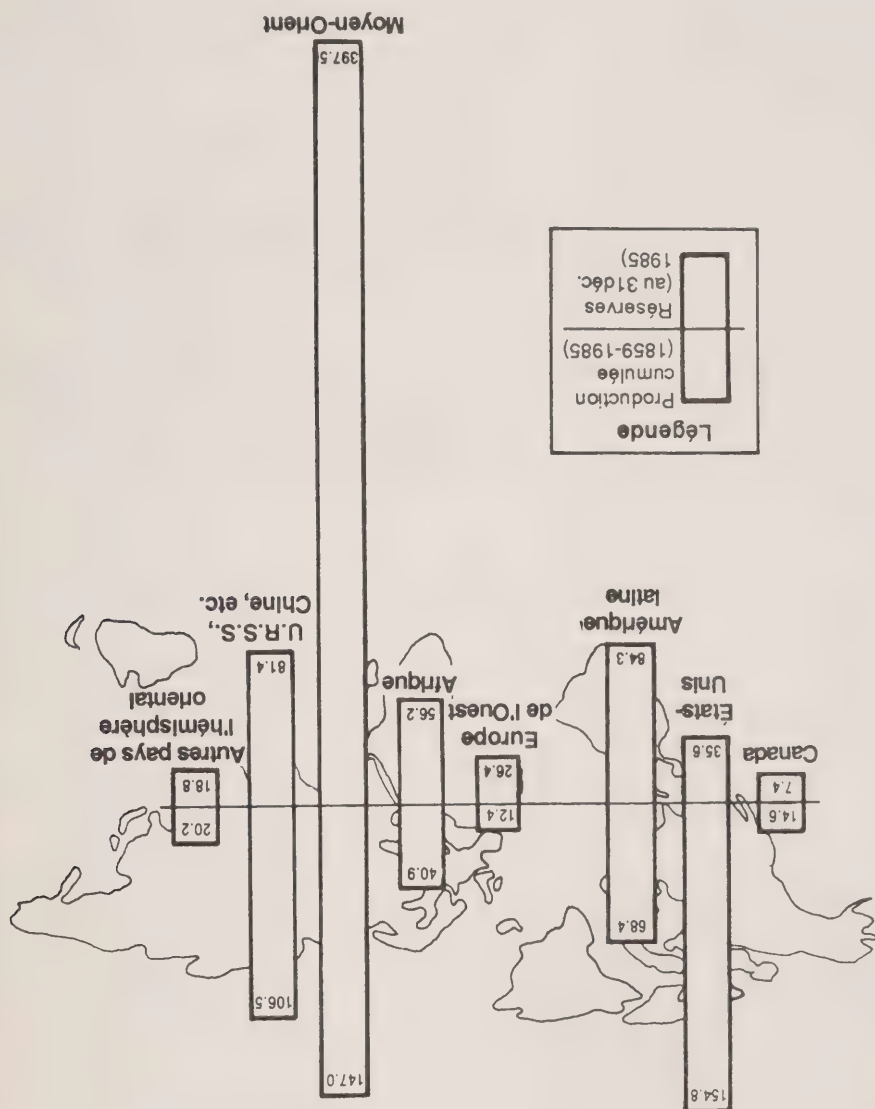


Notes : 1. La production inclut les liquides extraits du gaz naturel.

2. Dans ce diagramme, la production de l'OPEP est séparée de celle des autres PED.

Source : EMR, 1987c, p. 90.

Figure 11 : Production pétrolière cumulée et réserves de brut classiques restantes, par région à la fin de l'année 1985 (en milliards de barils)



Source : U.S. National Petroleum Council, 1987, p. 9.

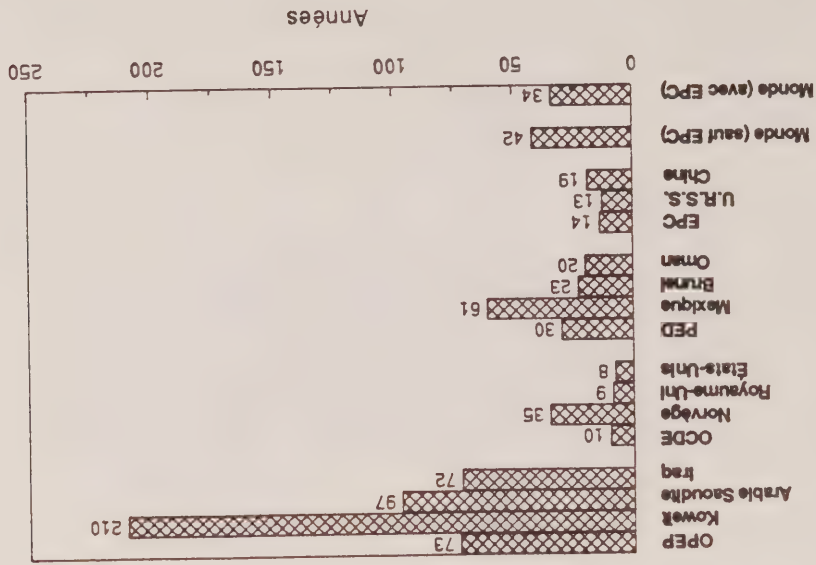
La figure 10 vient étayer le fait qu'à l'heure actuelle, l'OPEP sous-exploite ses réserves de brut comparativement au reste du monde. Par groupe, l'OPEP avait un rapport R/P de 73 à la fin de l'année 1986, tandis que pour les pays de l'OCDE et les EPC, les rapports R/P étaient respectivement de 10 et de 14. Les PED, avec le Mexique en tête, occupent une position intermédiaire avec un rapport R/P de 30. Les deux plus grands producteurs mondiaux — l'Union soviétique et les Etats-Unis — présentaient des rapports R/P de 13 et 8 respectivement. L'Arabie Saoudite, qui était au troisième rang des producteurs en 1986, avait un rapport R/P de 97.

Une autre façon d'envisager les réserves mondiales de brut nous est fournie par la figure 11 qui présente la production cumulée en fonction des réserves restantes jusqu'à la fin de l'année 1985. Encore une fois, la domination du Moyen-Orient est indéniable. Bien que la production cumulée des Etats-Unis dépasse encore substantiellement celle de tout autre pays du monde, les réserves en place pour soutenir la production future des Etats-Unis sont maintenant assez limitées.

D. Le pétrole mondial : production, consommation et commerce

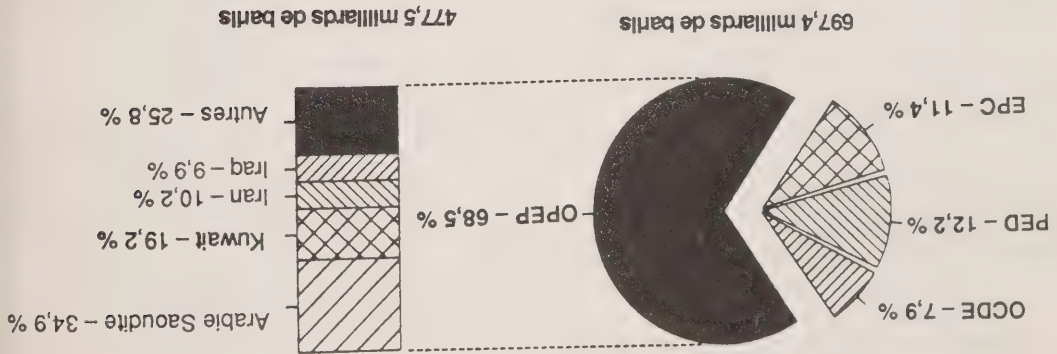
Après des décennies de croissance presque ininterrompue, d'année en année, la production de brut a chuté au début des années 1980, lorsque les pays industrialisés ont réduit leur consommation à la suite du second choc pétrolier de 1979-1980. Le déclin fut

Figure 10 : Rapports réserves/production de brut classique à la fin de l'année 1986



Source : EMR, 1987c, p. 20.

Figure 9 : Réserves de pétrole mondiales prouvées en fonction de la répartition géopolitique



Source : EMR, 1987c, p. 19.

À l'intérieur de l'OPEP, l'Arabie Saoudite, le Kuwait, l'Iran et l'Iraq dominent; on estime que ces quatre pays possèdent 51 % des réserves mondiales de brut classique et 74 % des réserves de l'OPEP. Parmi les producteurs qui ne sont pas membres de l'OPEP, l'Union soviétique et le Mexique occupent respectivement le premier et le second rang. Ces deux pays ensemble possèdent 52 % des réserves non-OPEP et 16 % des réserves mondiales.

La répartition mondiale des réserves ne correspond pas à la répartition mondiale de la production. Certains pays exploitent leurs réserves à un rythme élevé, notamment l'U.R.S.S., les Etats-Unis, le Royaume-Uni et le Canada — et d'autres pays exploitent leurs réserves à un rythme comparativement faible — le Kuwait, l'Arabie Saoudite, l'Iraq et le Mexique. Le rapport des réserves prouvées en fin d'année à la production de cette même année, que l'on appelle rapport réserves/production (ou rapport R/P), nous donne une mesure de la longévité des réserves actuelles. Par exemple, les réserves prouvées à la fin de l'année 1986 en Chine étaient de 18,4 milliards de barils et la production de 1986 était en moyenne de 2,59 millions de barils par jour. Dans cet exemple, le rapport R/P se calcule comme suit : $18,4 \text{ milliards} \div (259 \text{ millions} \times 365) = 19,5/1$, que l'on exprime généralement en écrivant 19,5 pour simplifier. La figure 10 présente les rapports réserves/production pour le monde entier, l'OPEP, les pays de l'OCDE, les PED et les EPC, ainsi que pour les producteurs importants à l'intérieur de chacun de ces groupes de pays.

Tableau 2 : Projections sur la capacité de production de pétrole de l'avenir

Potentiel de production en l'an 2000 comparativement à 1986 ^{b)}	Pays	Début de la baisse de la production ^{a)}	
		1987-1990	1991-1995
Baisse de 25 à 50 %	États-Unis		
Baisse de 25 à 50 %	Pérou		
Baisse de 25 à 50 %	Royaume-Uni		
Baisse supérieure à 50 %	Brésil		
Baisse de 25 à 50 %	Colombie		
Baisse de 25 à 50 %	Argentine		1991-1995
Baisse de 25 à 50 %	Égypte		
Baisse inférieure à 10 %	Canada		
Baisse de 10 à 25 %	Union soviétique		
Baisse de 25 à 50 %	Australie et Nouvelle-Zélande	1996-2000	
Production égale	Inde		
Production égale	Malaysia et Brunei		
Production égale	Équateur *	2001-2005	
Production égale	Oman		
Production égale	Qatar *	2006-2010	
Production égale	Indonésie *		
Production égale	Chine	2021-2025	
Deux fois la production de 1986	Nigéria *	2026-2030	
Trois fois la production de 1986	Algérie *	2031-2035	
Deux fois la production de 1986	Mexique	2036-2040	
Trois fois la production de 1986	Venezuela * et Trinidad	2056-2060	
Quatre fois la production de 1986	Libye *	2061-2065	
Deux fois la production de 1986	Norvège	2066-2070	
Deux fois la production de 1986	Tunisie	2071-2075	
Cinq fois la production de 1986	Émirats arabes unis *	2076-2080	
Sept fois la production de 1986	Arabie Saoudite *	2091-2095	
Six fois la production de 1986	Iran *	2096-2100	
Cinq fois la production de 1986	Irak *	2106-2110	
Douze fois la production de 1986	Kuwait *	2171-2175	

Notes : a) L'analyse a été divisée en accroissements de cinq ans.

b) Pour les pays qui pourraient accroître leur production en l'an 2000, la valeur donnée n'est pas une prévision de la production accrue, mais seulement une indication du niveau de production qui pourrait être réalisé si la base de la ressource pétrole calculée était exploitée au maximum.

* Pays membres de l'OPEP.

Source : Riva, 1987c, p. 16-17 et 19.

Près de 300 champs géants — contenant entre 500 millions et 5 milliards de barils de pétrole récupérable — fournissent environ 30 % du brut récupérable découvert. Environ 1 000 autres champs, contenant entre 50 et 500 millions de barils de pétrole récupérable fournissent environ 15 % du pétrole mondial. Ainsi, moins de 5 % des champs de pétrole découverts contiennent 95 % du brut récupérable connu.

Ce mode de répartition du pétrole et plus d'un siècle d'exploitation pétrolière ont permis d'énoncer deux principes applicables aux ressources pétrolières mondiales. Premièrement, la plus grande partie du pétrole mondial se trouve dans un petit nombre de champs de grande taille, mais la plupart des champs de pétrole sont petits. Deuxièmement, la taille moyenne du champ et la quantité de pétrole trouvée par unité de forage diminuent au fur et à mesure que les travaux d'exploration progressent. Dans toute région productrice de pétrole, les champs de pétrole importants ont tendance à être découverts tôt dans le cycle de production du pétrole (Riva, 1987c).

Riva estime que les quantités de brut classique récupérable restant (réserves plus ressources non découvertes) s'élèvent à environ 1 200 milliards de barils. Au taux actuel de production d'environ 20 milliards de barils par année, cette quantité de pétrole pourrait durer 50 ans avant que la production ne soit limitée par la base de la ressource. Cependant, comme ce pétrole est réparti d'une façon très inégale, la disponibilité future du pétrole doit être étudiée pays par pays pour déterminer où et quand apparaîtront les contraintes sur l'offre. Riva a fait ce travail pour 29 pays producteurs classés selon leurs ressources initiales en pétrole récupérable. En supposant que les réserves prouvées seront établies dans l'avenir au même taux statistique que celui qu'on a observé dans le passé et que le rapport réserves/production ne descendra pas en dessous de 9 dans ces pays (valeur caractéristique des régions productrices au cours des années de déclin), il a calculé le nombre d'années que chacun de ces pays peut maintenir la même production qu'en 1986. Ces résultats sont résumés dans le tableau 2.

La partie des ressources mondiales de brut classique constituée par les réserves prouvées restantes est évaluée à près de 700 milliards de barils. La plus grande partie de ces réserves prouvées — près de 58 % — se trouvent au Moyen-Orient. Dans son «Worldwide Report» de la fin de l'année 1986, la publication *Oil & Gas Journal* donne la répartition des réserves pétrolières mondiales. Ces données sont présentées sous forme de diagramme dans la figure 9 (préparée par EMR). Les réserves sont d'abord divisées entre les pays de l'OPEP et les pays n'appartenant pas à l'OPEP. Les réserves dites non-OPEP sont subdivisées en réserves appartenant aux pays de l'OCDE, aux PED et aux EPC. On estime que l'OPEP possède 68,5 %, ou 478 milliards de barils, des réserves mondiales prouvées de brut classique établies à la fin de l'année 1986; les pays de l'OCDE n'en possèdent que 7,9 %, ou 55 milliards de barils. Seulement 20 % des réserves mondiales se trouvent dans des pays qui ne sont pas membres de l'OPEP ou dans des pays qui ne sont pas communistes. Ensemble, les États-Unis et le Canada ne possèdent que 5 % des réserves mondiales. La mer du Nord ne recèle que 3 % des réserves mondiales, malgré son influence actuelle sur le marché mondial du pétrole. Il est important de noter qu'en 1986 les pays de l'OCDE ont consommé 57 % du pétrole mondial, alors qu'ils ne possédaient eux-mêmes que 8 % des réserves mondiales prouvées de pétrole classique.

Par contraste, les principaux gisements de brut lourd se situent dans l'hémisphère occidental. On estime que les ressources initiales de la terre en brut lourd récupérable étaient d'environ 608 milliards de barils, dont 85 % ont été découverts, mais seulement 11 % consommés. Des 540 milliards de barils de brut lourd non consommés, 64 % seraient situés dans l'hémisphère occidental.

On estime que les ressources initiales totales de la terre en gaz naturel récupérable contenaient une quantité d'énergie équivalente à 1 897 milliards de barils de pétrole, dont 341 milliards de barils de liquides extraits du gaz naturel. Selon une estimation grossière, 50 % de ces ressources ont été découvertes et environ 14 % ont été consommées. On croit qu'environ 79 % du gaz et des liquides extraits du gaz naturel restants se trouvent dans l'hémisphère oriental.

Les gisements de bitume connus contiendraient, d'après une estimation grossière présentée dans l'étude de Riva, 354 milliards de barils de brut récupérable, dont 76 % se trouveraient dans l'hémisphère occidental. Les gisements connus de schiste bitumineux pourraient contenir environ 1 066 milliards de barils de schiste bitumineux récupérable, dont 88 % se situeraient dans l'hémisphère occidentale. Au mieux, les valeurs estimées ne constituent qu'une grossière indication des ressources qui pourraient être récupérables, étant donné qu'elles dépendent des valeurs arbitraires fixées pour établir le seuil de rentabilité de l'extraction (teneur en pétrole minimale des bitumes et des schistes bitumineux) et le seuil de rentabilité de la récupération (limite maximale de l'épaisseur des morts-terrains et limite minimale de l'épaisseur du gisement). La figure 8 indique la répartition mondiale des ressources pétrolières récupérables restantes, fondée sur les données de Riva.

Riva a conclu que les ressources initiales totales de la terre en pétrole récupérable s'élevaient grossièrement à 5 560 milliards de barils de pétrole. Si l'on soustrait les constituants du gaz naturel, la ressource «pétrole» initiale — c'est-à-dire, le brut léger-moyen, le brut lourd, les liquides extraits du gaz naturel, le bitume et les schistes bitumineux — était grossièrement de 4 milliards de barils. Les combustibles du pétrole plus légers, plus convoités, parce qu'ils sont moins coûteux à produire et à traiter, se retrouvent surtout dans l'hémisphère oriental. Les combustibles du pétrole plus lourds, moins convoités, parce qu'ils sont plus coûteux à produire et à traiter, se retrouvent principalement dans l'hémisphère occidental.

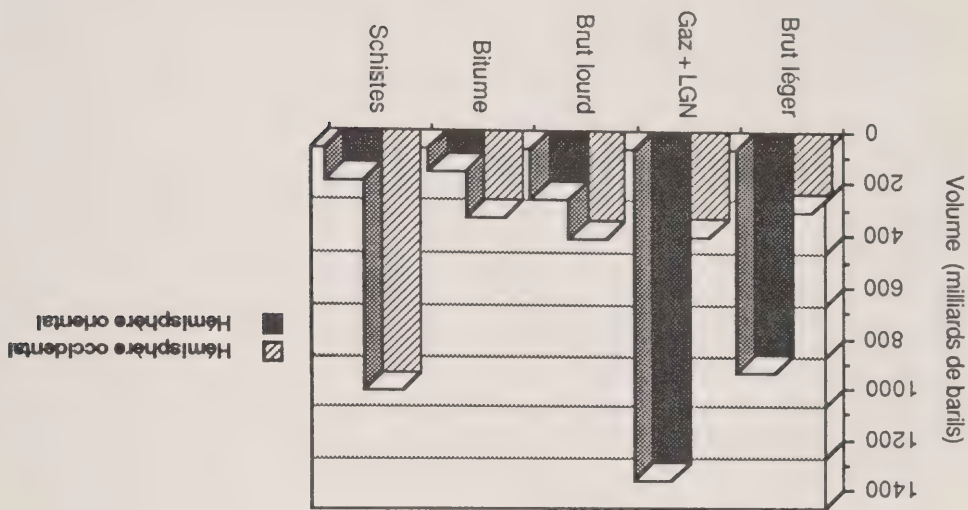
Environ 40 000 champs de pétrole ont été découverts dans le monde depuis 1860. La classe la plus importante de champs pétroliers est le champ supergéant, qui contient plus de 5 milliards de barils de pétrole récupérable. Trente-sept champs supergéants ont été découverts jusqu'ici et on a estimé qu'ensemble ils contenaient 51 % de tout le brut classique découvert jusqu'à présent. La région du golfe Persique compte 26 champs supergéants, dont 11 qui sont situés en Arabie Saoudite. Le champ de pétrole le plus important au monde, Ghawar, a été découvert en 1948 et ses 86 milliards de barils de pétrole récupérable ont propulsé l'Arabie Saoudite au premier rang mondial des producteurs de pétrole. Le champ de Burgan, au Koweït, occupe le second rang, avec un contenu initial de 75 milliards de barils de pétrole récupérable. Les États-Unis (*East Texas* et la baie Prudhoe), l'Union soviétique, le Mexique et la Libye possèdent chacun deux champs supergéants, tandis que l'Algérie, le Venezuela et la Chine en ont chacun un.

pays occidentaux se sont élevées en moyenne à près de 400 000 barils par jour. La Finlande constitue le principal débouché commercial pour le pétrole troqué par les Soviétiques.

C. Les ressources et réserves pétrolières mondiales

Les ressources pétrolières mondiales sont réparties inégalement. Selon les données rassemblées par Joseph Riva Jr. du U.S. Congressional Research Service (Riva, 1987a), les ressources initiales totales de la terre en bruts léger et moyen classiques récupérables sont évaluées à environ 1 635 milliards de barils. De cette quantité, 32 % ont déjà été consommées et environ 30 % restent à découvrir. Les 38 % restants constituent les réserves prouvées actuelles de la terre en brut léger classique. Des quelque 1 100 milliards de barils et plus de brut léger-moyen qu'il reste à consommer — c'est-à-dire, les réserves prouvées plus le pétrole non découvert —, on estime que 78 % se trouvent dans l'hémisphère oriental.

Figure 8 : Ressources pétrolières récupérables restantes dans les hémisphères occidental et oriental



Notes : Brut léger = Brut léger-moyen
Schistes = Schistes bitumineux

Source : Riva, 1987a, p. 588.

l'exportation du pétrole seront de 86 milliards de dollars US en 1987. Toutefois, si les prix plus élevés enregistrés au cours des derniers mois se maintiennent, les revenus pourraient de nouveau franchir le pas des 100 milliards de dollars US en 1987.

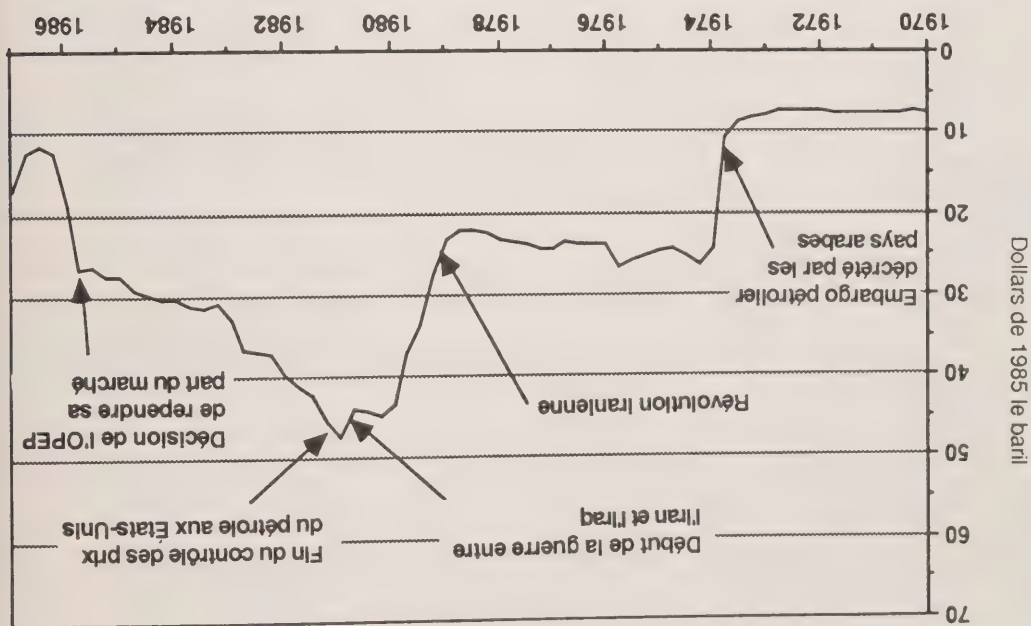
Dans la figure 7, on peut suivre l'évolution du prix du pétrole en dollar constant depuis 1970; on peut aussi voir les effets des chocs pétroliers de 1973-1974, 1979-1980 et 1985-1986. Le prix est défini comme le coût trimestriel moyen du pétrole importé par les raffiniers américains et est exprimé en dollar US constant de 1985 par baril. Au plus bas de l'effondrement des prix en 1986, le brut ne se vendait que quelques dollars seulement de plus le baril, en termes réels, qu'au début des années 1970.

L'établissement du prix du pétrole est devenu une question complexe au cours des dernières années. Durant la plus grande partie des années 70, on estime que moins de 5 % des transactions de brut sur le marché mondial se faisaient au comptant. Dans la première moitié des années 1980, les ventes au comptant ont toutefois proliféré et, à certains moments, jusqu'à 70 % des transactions de brut ont eu lieu au comptant ou à des prix apparentes. Ce phénomène a été suivi de l'effondrement du système de prix «fixe» à la fin de 1985, avec l'introduction de méthodes de fixation des prix «selon les rentées nettes», selon les «formules» et selon «les formules de prix rétroactifs», introduites par l'Arabie Saoudite. Pendant une grande partie de 1986, les prix établis en fonction des rentées nettes ont fait concurrence aux prix au comptant sur le marché. Sauf dans quelques pays comme le Canada, les Etats-Unis, l'Egypte et la Malaisie, les prix «officiels» ou les prix «affichés» par les sociétés ont virtuellement disparus.

En décembre 1986, les membres de l'OPEP (sauf l'Iraq) ont convenu de réinstaurer un système de prix fixes à partir du 1^{er} février 1987 et de contourner la production en 1987. Un prix de 18 \$ US le baril, établi à partir d'un éventail de sept bruts, a été fixé comme prix de référence pour le brut de qualité supérieure à 26° API. (Il est intéressant de noter que cet éventail comprenait le brut *isthmus* du Mexique avec six bruts de l'OPEP.) Pour les six premiers mois de 1987, la production maximale de l'OPEP a été fixée à 15,8 millions de barils par jour. Malgré une surproduction de plusieurs pays membres, la production totale s'est maintenue à environ 16 millions de barils par jour au cours du premier trimestre de 1987, du fait que l'Arabie Saoudite a encore une fois joué le rôle de tampon. Au cours du troisième trimestre de 1987, le plafond de production a été fixé à 16,6 millions de barils par jour et, au cours du quatrième trimestre, il a grimpé à 18,3 millions de barils par jour. Ces valeurs visées équivalaient à une limite de production moyenne pour 1987 de 16,6 millions de barils par jour, soit une baisse de plus de 2 millions de barils par jour comparativement à la production de 1986. L'Iraq, refusant un quota inférieur à celui de l'Iran, a rejeté l'entente. On lui avait attribué un quota équivalent à 9,3 % de la production totale admissible de l'OPEP.

Certains producteurs ont troqué le pétrole pour d'autres biens. Par exemple, l'Union soviétique a fourni des armes et des biens industriels à des pays du Moyen-Orient et du nord de l'Afrique en échange de pétrole. Une partie de ce brut a ensuite été vendue à l'Occident par les Soviétiques pour obtenir des devises fortes. Au cours des neuf premiers mois de 1986, les exportations par les Soviétiques de brut de l'OPEP vers les

Figure 7 : Prix du pétrole brut mondial depuis 1970, mesuré en dollar US constant de 1985



Note : Le prix est défini comme le coût trimestriel moyen du brut importé par les raffineries américains, exprimé en dollars de 1985.

Source : U.S. Department of Energy, 1987, p. 15.

Etablissement des prix du pétrole brut

Le prix du pétrole en fonction des **rentées nettes** est basé sur la valeur au comptant de ses composantes à la raffinerie, déduction faite des coûts de transport, d'assurance, de financement et de traitement. La marge garantie aux raffineries a fait augmenter la quantité de pétrole sur le marché, ce qui a eu pour effet de permettre à l'OPEP de reprendre en partie la part du marché qu'elle avait antérieurement, mais aussi, de favoriser l'effondrement des prix du pétrole. En février 1987, l'OPEP a abandonné le prix établi en fonction des rentées nettes pour revenir à un système de prix fixe.

La fixation des prix selon les **formules** lie le prix de vente du pétrole brut à certains prix au comptant publiés sur le marché libre, ce qui permet de réduire le risque tout en assurant un rendement raisonnable aux raffineries. Par exemple, le brut Istmus léger du Mexique vendu aux Etats-Unis est lié aux prix du comptant du West Texas Intermediate, du West Texas Sour, de l'Alaskan North Slope, du mazout lourd, en ajoutant une certaine marge.

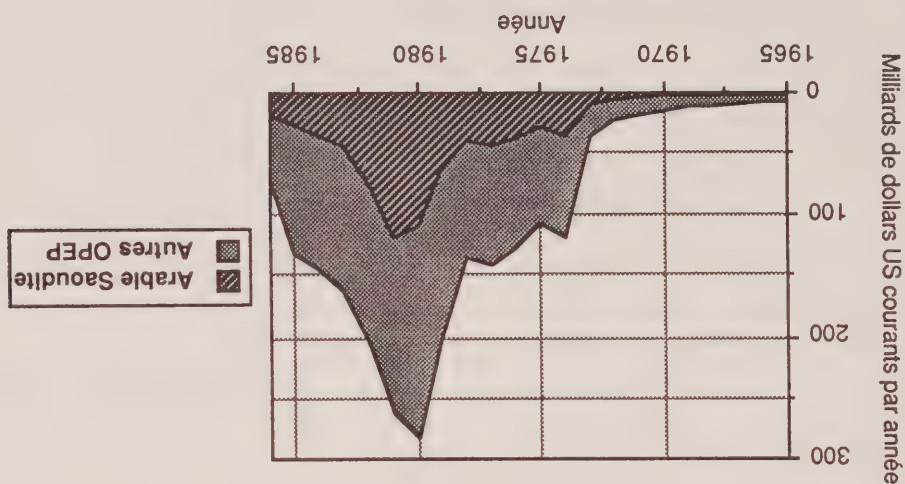
Dans les formules de prix **rétroactifs**, le vendeur fixe le prix brut après l'arrivée du pétrole à destination, en utilisant une formule établie au préalable fondée sur le prix au comptant de certains bruts.

Source : EMR, 1987c, p. 37-40.

à 1,1 billion de dollars US) qui grève l'économie des pays en voie de développement et qui exerce une forte pression sur le système bancaire international.

Les exportations de brut ont rapporté près de 8 milliards de dollars US à l'OPEP en 1965. En 1973, ces exportations ont rapporté 37 milliards de dollars US, chiffre qui a fait un bond jusqu'à 119 milliards de dollars US l'année suivante. Le deuxième choc pétrolier a fait grimper les revenus de l'OPEP de 135 milliards de dollars US en 1978 à 282 milliards de dollars US en 1980. En 1985, les revenus du pétrole ont chuté à 132 milliards de dollars US, par suite de l'érosion des prix attribuable à une production accrue des pays non membres de l'OPEP et à une réduction de la demande des pays industrialisés; les membres de l'OPEP ont dû réduire le prix de leur pétrole. On estime à 75 milliards de dollars US les revenus de l'OPEP en 1986, situation causée par l'effondrement sans précédent des prix. En supposant un prix de vente moyen de 18 dollars US le baril, prix actuel visé par l'OPEP, et en supposant que les contingents fixés pour 1987 seront respectés par les Etats membres, l'OPEP prévoit que les revenus provenant de

Figure 6 : La montée et la chute des revenus de l'OPEP provenant des exportations du pétrole brut



Note : Pour l'Équateur, le Gabon, l'Iraq, la Libye, le Nigeria, le Qatar et les EAU, les valeurs des exportations concernent le pétrole brut seulement; pour l'Algérie, l'Indonésie, le Koweït, l'Arabie Saoudite et le Venezuela, les valeurs des exportations comprennent le pétrole brut et équivalents.

Source : OPEP, sans date, p. 6; "The Tide Turns for OPEC Revenues", *Petroleum Economist*, 1987, p. 256.

de pétrole, y compris les liquides du gaz naturel, a totalisé 4,13 milliards de barils en 1970, ou 11,31 millions de barils par jour en moyenne. Au moment de l'embargo pétrolier décrété par les Arabes, les États-Unis importaient plus de 35 % du pétrole dont ils avaient besoin.

Tableau 1 : Production de brut des pays membres de l'OPEP au cours de certaines années

Pays	(en millions de barils par jour)		
	Production de 1986	Production de 1979	Production de 1973
Algérie	0.60	1.19	1.10
Équateur	0.27	0.20	0.21
Gabon	0.15	0.19	0.15
Indonésie	1.24	1.62	1.34
Iran	1.81	3.04	5.86
Iraq	1.79	3.48	2.02
Kuwait	1.20	2.22	2.76
Libye	1.03	2.08	2.17
Zone neutre a)	0.33	0.56	0.52
Nigeria	1.46	2.30	2.05
Qatar	0.33	0.51	0.57
Arabie Saoudite	4.72	9.63	7.33
Emirats arabes unis	1.38	1.53	1.53
Venezuela	1.66	2.36	3.37
Total OPEP	17.97	30.91	30.98

a) La production de la zone neutre est partagée également entre l'Arabie Saoudite et le Kuwait.

Source : "Worldwide Report", *Oil & Gas Journal*, 1986, p. 36-37; DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 6, 9-11.

Les revenus tirés par l'OPEP des exportations de pétrole depuis 1965 sont indiqués dans la figure 6. Les valeurs sont exprimées en milliards de dollars US courants. Au cours de la période de 1973 à 1986, les exportations de pétrole ont rapporté à l'OPEP plus de 2,1 billions de dollars US. Ce gigantesque transfert de richesse a été l'un des facteurs qui ont contribué à l'augmentation de la dette extérieure (qui s'élève actuellement

de production. Elle reflète plutôt une réduction de la demande globale de pétrole et une décision politique récente de l'Arabie Saoudite de restreindre volontairement sa production. L'augmentation subéquente de la production saoudienne traduit la volonté actuelle de ce pays de reprendre sa part du marché. La figure 5 montre également la production annuelle du Canada. Au cours des dernières années, le Canada s'est toujours maintenu autour du dixième rang mondial au chapitre de la production de brut.

L'Organisation des pays exportateurs de pétrole a été créée en 1960. Avant l'avènement de l'OPEP, le commerce mondial du pétrole reposait principalement entre les mains des grandes sociétés pétrolières. Les prix étaient établis par un cartel formé par les distributeurs. Dans le but d'obtenir un meilleur prix pour leur pétrole et d'améliorer leur position de négociation face aux grandes pétrolières, un certain nombre de pays producteurs de pétrole ont entrepris des discussions sur l'adoption d'un prix commun et d'une politique commune de production; ces discussions ont abouti à la création de l'OPEP le 10 septembre 1960 à Bagdad. Les cinq pays fondateurs étaient l'Arabie Saoudite, le Kuwait, l'Iran, l'Iraq et le Venezuela.

Une décennie devait s'écouler avant que l'OPEP soit en mesure d'exercer une influence véritable sur la scène mondiale du pétrole. Durant la plus grande partie des années 60, les sociétés pétrolières ont maintenu le prix du pétrole brut léger d'Arabie Saoudite, qui constitue le brut de référence mondial, à 1,80 \$ US le baril.

Aujourd'hui, l'OPEP compte 13 pays membres: l'Arabie Saoudite, le Kuwait, l'Iran, l'Iraq, les Emirats arabes unis (EAU, dont les principaux membres producteurs de pétrole sont Abu Dhabi, Dubay et Chardja), le Qatar, la Libye, l'Algérie, le Nigeria, le Gabon, le Venezuela, l'Equateur et l'Indonésie. Le tableau 1 énumère la production estimée de brut des 13 pays membres de l'OPEP en 1973, 1979 et 1986. La production totale de brut de l'OPEP en 1986 ne représente en moyenne que 58 % des niveaux de 1973 et 1979.

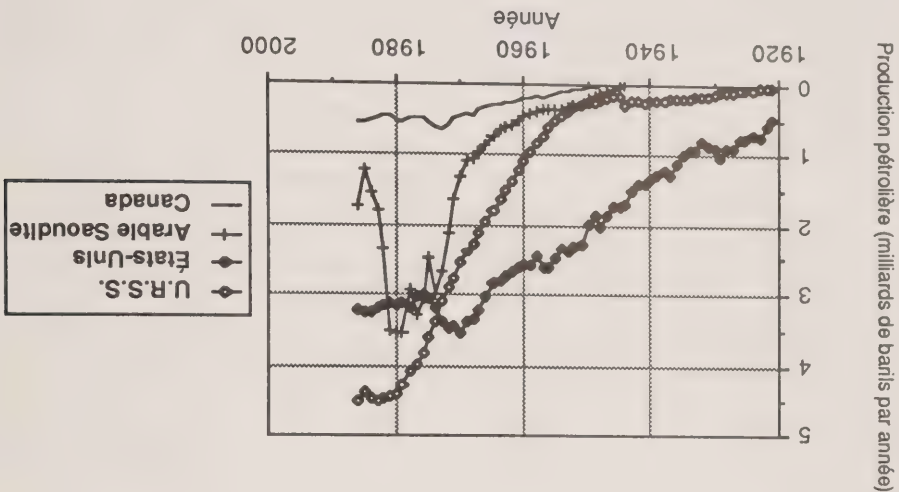
Le 9 janvier 1968, l'Arabie Saoudite, le Kuwait et la Libye concluaient une entente à Beyrouth entraînant la création de l'OPAEP — l'Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole. Seuls pouvaient faire partie de cette organisation les pays arabes dont la principale source de revenu national était le pétrole. En 1970, l'Algérie, Abu Dhabi, Dubay, le Bahrein et le Qatar se sont joints à l'organisation; en 1972, c'était au tour de l'Iraq. En 1971, l'entente de Beyrouth a été modifiée pour permettre l'admission de tout pays arabe pour qui le pétrole représentait une part «importante» du revenu national. La Syrie, l'Egypte et la Tunisie sont alors devenus membres de l'organisation, tandis que Dubay s'en retirait. L'OPAEP a imposé un embargo sur le pétrole à la fin de 1973, durant la guerre israélo-arabe. En avril 1979, l'Egypte a été expulsée après avoir signé un traité de paix avec Israël. Par souci de cohérence dans les données statistiques, on continue généralement à intégrer la production de pétrole de l'Egypte dans celle de l'OPAEP.

La montée de l'influence de l'OPEP correspond dans une grande mesure au déclin de l'influence américaine. La production américaine de brut a culminé en 1970, avec une production totale de 3,52 milliards de barils (soit une production moyenne au cours de l'année de 9,64 millions de barils par jour). La production américaine pour tous les types

Bien que les États-Unis occupent le deuxième rang au monde pour la production pétrolière — 8,8 millions de barils par jour en moyenne en 1986, derrière l'Union soviétique qui en produit 12,3 millions —, ce pays force sa capacité de production et semble entrer dans une période de déclin exacerbée par la chute des prix mondiaux du pétrole. La production du Moyen-Orient, qui se situait à environ 12,3 millions de barils par jour en 1986, égalait la production soviétique, mais cette région produisait 18,2 millions de

Dans la figure 5, on compare la production pétrolière des États-Unis, de l'U.R.S.S., de l'Arabie Saoudite et du Canada. La production soviétique a augmenté presque continuellement depuis le début du siècle. La faible baisse enregistrée dans la production soviétique en 1984 et 1985 a été renversée en 1986 et on prévoit que la production augmentera encore en 1987. Néanmoins, on considère que l'Union soviétique ne tardera pas à atteindre le maximum de sa capacité de production de brut classique. La production américaine, qui a décliné après avoir atteint un sommet en 1970, a connu une certaine remontée avec l'arrivée du pétrole de la baie Prudhoe sur le marché en 1977. On s'attend à une baisse continue de la production dans l'avenir.

Figure 5 : Production pétrolière de l'U.R.S.S., des États-Unis, de l'Arabie Saoudite et du Canada depuis 1920



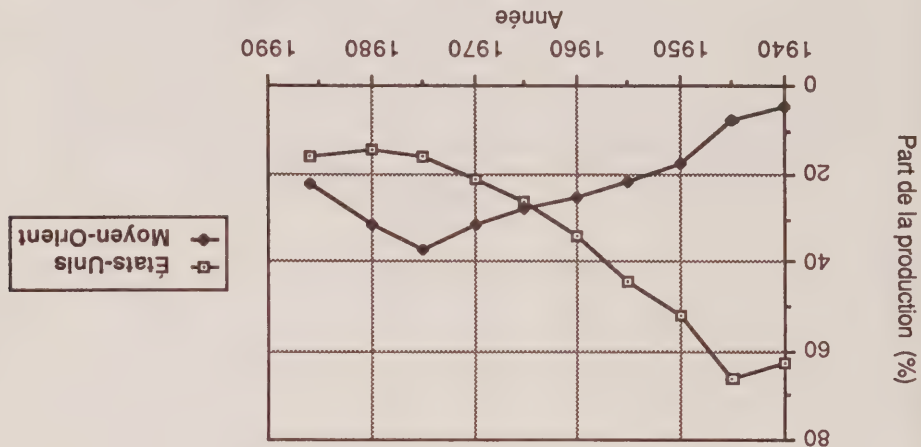
Source : DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 5, 7, 9; "Worldwide Report", *Oil & Gas Journal*, 1986, p. 36-37.

La chute très prononcée de la production de l'Arabie Saoudite après le deuxième choc pétrolier n'a rien à voir avec des contraintes physiques quelconques sur la capacité

Compagnie française des pétroles (CFP) et à la Société nationale Elf-Aquitaine (SNEA) de France et à *Ente Nazionale Idrocarburi* (ENI) d'Italie. D'autres sociétés pétrolières nationales sont nées dans le tumulte des années 70 : *Veba* en Allemagne de l'Ouest, *STATOIL* en Norvège, *British National Oil Company* (BNOC) et Pétro-Canada.

Les États-Unis ont dominé la production pétrolière pendant la plus grande partie de l'ère moderne du pétrole. À la fin de la Seconde Guerre mondiale, les États-Unis étaient non seulement le plus grand producteur mondial, mais la production américaine dépassait celle de tous les autres producteurs combinés. Dans un passé encore récent, c'est-à-dire en 1963, les États-Unis pouvaient encore s'enorgueillir d'avoir fourni plus de la moitié de la production mondiale totale de brut depuis la naissance de l'industrie pétrolière. La figure 4 montre le terrain perdu par les États-Unis depuis la Seconde Guerre mondiale au chapitre de la production du pétrole ainsi que l'importance croissante du Moyen-Orient comme fournisseur mondial.

Figure 4 : Part de la production mondiale de brut des États-Unis et du Moyen-Orient depuis 1940



Source : DeGolyer et MacNaughton, 1985, p. 3-5 et 9; "Worldwide Report", *Oil & Gas Journal*, 1986, p. 36-37.

La production de brut américaine a atteint un sommet en 1970; même la mise en exploitation du champ supergéant de la baie Prudhoe en Alaska n'a pas permis aux États-Unis d'égaliser cette marque. La production mondiale de brut a atteint le niveau de 22,7 milliards de barils par année en 1979, au moment du deuxième choc pétrolier, et n'est jamais remontée à ce niveau depuis.

attribué l'honneur d'avoir lancé l'industrie pétrolière en Amérique du Nord. Cet événement a également marqué le début de l'ère moderne du pétrole — en 1871, plus de 90 % de la production mondiale de pétrole provenaient des champs pétroliers de Pennsylvanie qu'avait ouvert à l'exploitation le puits de Drake (Hunt, 1979).

Il a fallu 109 ans, de 1859 (puits de Drake) à 1968, pour assister à l'extraction du 200 milliardième baril de brut. Il ne faudra qu'une décennie, 1969-1978, pour extraire le 400 milliardième. Avec la stabilisation de la production mondiale de pétrole dans les années 1980, il semblerait que la production pour la décennie 1979-1988 se situera elle aussi autour de 200 milliards de barils. On estime que cette production cumulée de 600 milliards de barils représente plus du tiers des ressources initiales totales de la terre en brut classique.

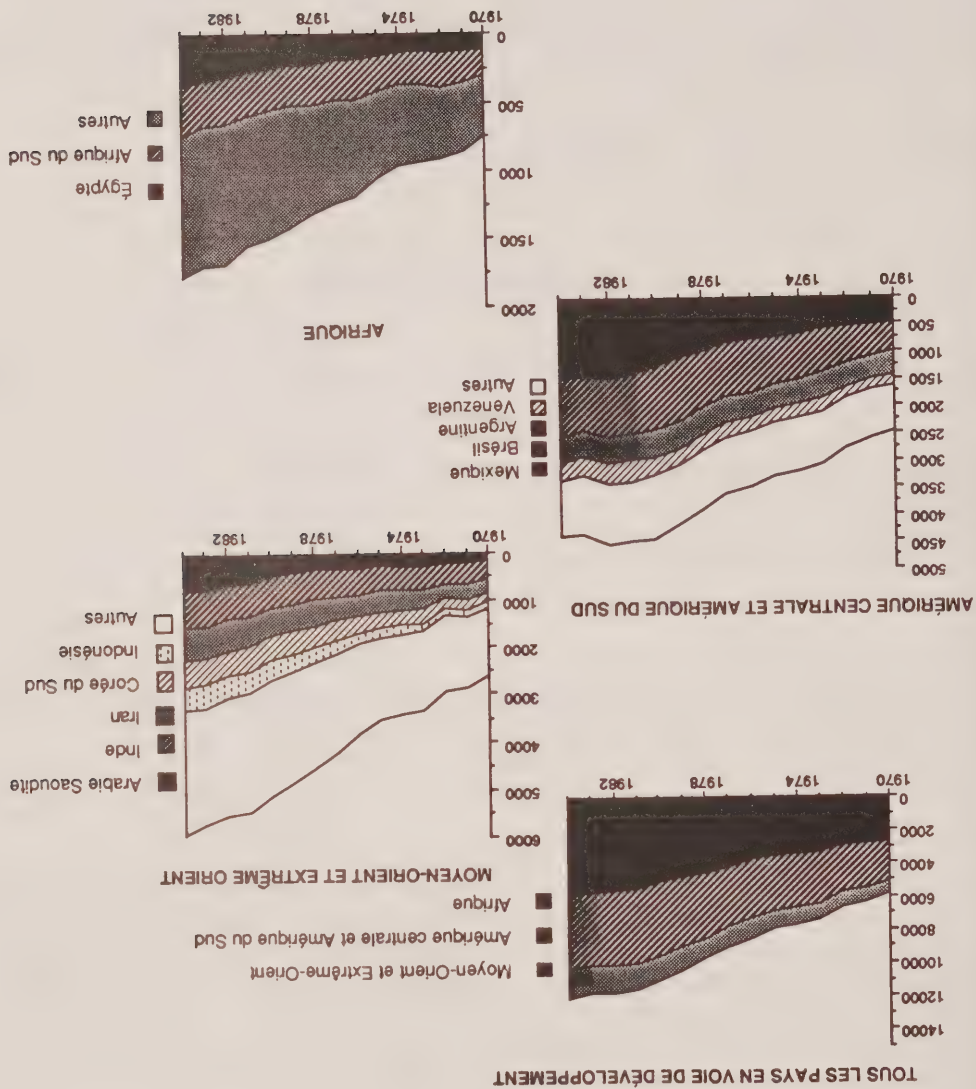
Pendant une grande partie des 130 années d'histoire moderne de l'industrie pétrolière, les gouvernements des pays producteurs n'ont eu que relativement peu d'influence sur le développement et la gestion du commerce du pétrole à l'échelle mondiale. Au cours des années d'expansion, ce sont les grandes sociétés pétrolières («grandes») qui tenaient les rênes, en partie de leur propre initiative et en partie avec l'appui de leur pays d'origine dans ce qui était généralement perçu comme une libre convergence d'intérêts.

Dans son analyse de l'industrie pétrolière internationale, Louis Turner a laissé entendre que la période de 1954 à 1970 était «l'âge d'or» de l'industrie, du moins du point de vue des sociétés pétrolières multinationales (Turner, 1983). Au cours de ces années, les pétrolières ont réussi à faire face à deux situations graves liées à la perturbation de l'approvisionnement : la guerre de Suez en 1956-1957, au cours de laquelle le canal de Suez ainsi que les pipelines de l'*Iraq Petroleum Company* (IPC) ont été fermés, et la guerre israélo-arabe de juin 1967, au cours de laquelle le canal de Suez, le pipeline trans-arabe (Tapline) et le réseau de pipelines de l'IPC ont été fermés. Généralement, les sociétés pétrolières pouvaient agir à leur guise, sans contrainte de la part du pays hôte ni du pays d'origine. La création de l'OPEP en 1960 constituait une ombre au tableau, mais les grandes pétrolières ont pu résister à la plupart des initiatives de cet organisme durant les années 60.

Le pétrole est devenu pour le XX^e siècle ce que le charbon était à la Révolution industrielle. Le pétrole alimentait le moteur à combustion interne, ce qui a inauguré une nouvelle ère de mobilité. Le perfectionnement du raffinage a donné naissance à une nouvelle industrie chimique. Le pétrole est devenu le bien le plus convoité dans le commerce international et des empires économiques d'une richesse fabuleuse ont vu le jour. Les pétrolières américaines, qui se sont établies tôt au cours de cette période, ont joué un rôle prédominant sur la scène mondiale du pétrole. On a beaucoup écrit sur les multinationales du pétrole — *Exxon*, *Royal-Dutch/Shell*, *Mobil*, *Texaco*, *Standard Oil of California*, *Gulf et British Petroleum* —, les «Sept Soeurs» qui ont régné si longtemps sur l'industrie.

On a cependant moins insisté sur le rôle des sociétés pétrolières nationales, dont certaines ont participé à l'industrie pendant de nombreuses années. On pense à la

Figure 3 : Consommation de pétrole dans les pays en voie de développement (milliers de barils par jour)



les EPC qui sont essentiellement autosuffisantes en tant que membres d'un bloc), la consommation de pétrole a baissé en réponse aux prix élevés et à l'inquiétude face à la sécurité de l'approvisionnement. Les pays en voie de développement n'ont toutefois pas adopté le même comportement. En Amérique latine, la demande du pétrole a chuté après le second choc pétrolier, mais il n'en fut pas de même au Moyen-Orient, en Extrême-Orient et en Afrique. La figure 3 illustre ces différences.

La plupart des PED ne sont pas encore parvenus à mettre en place des systèmes diversifiés d'approvisionnement en énergie comme ceux qui permettent aux pays industrialisés de substituer au pétrole d'autres types de combustibles tels le gaz naturel ou l'électricité. Les pays industrialisés sont également mieux en mesure de pratiquer la conservation de l'énergie, que ce soit en réduisant les utilisations facultatives du pétrole ou en appliquant des procédés technologiques perfectionnés permettant une utilisation plus efficace du pétrole.

Après avoir culminé en 1980-1981, le prix du pétrole s'est mis à décliner et, en 1983, la demande mondiale d'énergie primaire s'est remise à croître. De fait, l'utilisation d'énergie commerciale dans les EPC et dans les PED a augmenté pendant toute la période de 1975 à 1985 — seul le ralentissement de la demande dans les pays de l'OCDE entre 1980 et 1983 a entraîné une diminution temporaire de la demande au niveau mondial. En 1985, la demande mondiale d'énergie primaire a atteint un niveau record de 138 millions de barils/jour d'équivalent pétrole, soit une augmentation de 7 % par rapport aux 129 millions de barils/jour d'équivalent pétrole enregistrés en 1982 (selon les données de BP dans lesquelles l'énergie électrique primaire a été convertie à 3 412 Btu/kWh) (*British Petroleum*, 1986). La chute brutale du prix du pétrole en 1986, qui a également entraîné une baisse du prix des autres formes d'énergie, a fort probablement provoqué une nouvelle augmentation de la consommation mondiale totale d'énergie primaire l'an dernier.

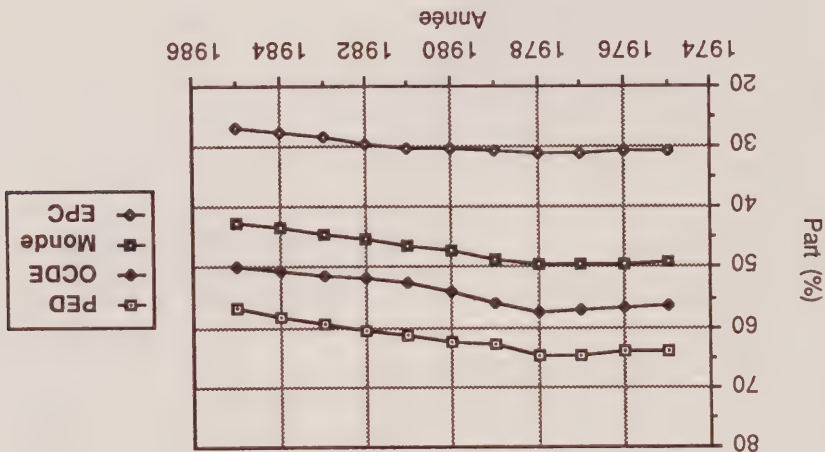
B. Le développement de l'industrie pétrolière mondiale

Les venues naturelles de pétrole brut et de gaz naturel sont des phénomènes connus depuis l'antiquité, et il n'est pas rare de trouver des puits creusés à la main à l'emplacement de ces venues. Dans les temps anciens, le pétrole et le goudron servaient à fabriquer des armes et des médicaments et au caillage des navires. Au fur et à mesure que l'art de la distillation du pétrole s'est développé, le pétrole est devenu une source d'éclairage. Les archives chinoises font état de puits de quelques centaines de mètres de profondeur en l'an 600 A.D. et de puits d'une profondeur de 1 000 mètres en l'an 1132. À la fin du XVIII^e siècle, plus de 500 puits avaient été creusés dans le champ pétrolier de Yananqayung en Birmanie. L'industrie pétrolière s'est développée tôt en Union soviétique par l'exploitation des gisements de pétrole et de gaz dans les champs pétroliers de Bakou vers la fin du XIX^e siècle (Hunt, 1979; Riva, 1987a).

Même si le premier puits de pétrole d'Amérique du Nord aurait été situé dans le comté d'Eniskillen en Ontario — il aurait été terminé en 1858 —, c'est au puits d'Edwin Drake creusé en 1859 dans une venue de pétrole à Titusville, en Pennsylvanie, que l'on a

industrialisés où l'approvisionnement énergétique est plus diversifié ou que dans les pays communistes dont la production énergétique est davantage axée sur le charbon. La figure 2 permet de suivre l'évolution de la part qu'occupe le pétrole dans la demande d'énergie primaire depuis 1975 et ce, dans le monde et dans certaines subdivisions : les pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), les pays en développement (PED, y compris les pays membres de l'OPEP) et les pays dotés d'une économie à planification centrale (EPC ou pays communistes).

Figure 2 : Part du pétrole dans la demande d'énergie primaire : monde, OCDE, PED et EPC



Note : L'électricité primaire qui était évaluée à 10 000 Btu/kWh dans la source a été convertie à 3 412 Btu/kWh.

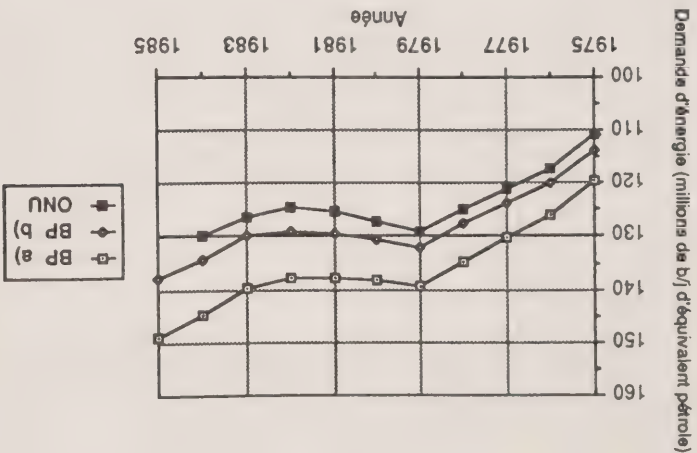
Source : *British Petroleum*, 1986, p. 7-8, 28, 30, 33-34.

La figure 2 indique que la part du pétrole dans la consommation mondiale d'énergie commerciale a glissé de 49 % en 1975 à 42 % en 1985. Si on fait le bilan par subdivision, on constate la même tendance, les chiffres correspondants pour 1975 et 1985 étant de 64 % et 57 % pour les PED, de 56 % et 50 % pour les pays membres de l'OCDE et de 31 % et 27 % pour les pays dotés d'une EPC. Dans chaque subdivision, le déclin s'est amorcé en 1979 et s'est poursuivi jusqu'en 1985.

Bien que la part que le pétrole occupe dans la consommation énergétique ait diminué dans le monde, la consommation de pétrole dans les PED a en réalité augmenté durant cette période. Dans les pays membres de l'OCDE (et dans une faible mesure dans

1984 est d'environ 15 millions de barils par jour d'équivalent pétrole. Il faut noter que les deux ensembles de données ne correspondent pas parfaitement, même après que les valeurs attribuées à l'électricité primaire ont été ramenées sur une base commune.

Demande mondiale d'énergie primaire commerciale, selon les données de BP et de l'ONU



BP a) : Données de *British Petroleum* dans lesquelles l'électricité primaire est évaluée à 10 000 Btu/kWh.

BP b) : Données de *British Petroleum* converties pour que l'électricité primaire soit évaluée à 3 412 Btu/kWh.

- la pollution de l'air d'origine urbaine et industrielle causée par l'accumulation de polluants atmosphériques provenant de la combustion des combustibles fossiles;
- l'acidification de l'environnement causée par l'utilisation des combustibles fossiles;

- les dangers d'accident impliquant les réacteurs nucléaires, les problèmes liés à l'élimination des déchets radioactifs et au démantèlement des réacteurs à la fin de leur vie utile, et le danger de prolifération des armes nucléaires lié à la consommation de l'énergie de fission.

Le pétrole est considéré comme la source d'énergie la plus importante du monde industrialisé, et il est vrai que les pays industrialisés de l'Occident consomment à l'heure actuelle près de 60 % de la production mondiale de pétrole. Ce qui est bien moins connu, c'est que dans les pays en voie de développement, le pétrole constitue une part plus importante de la demande d'énergie commerciale, en moyenne, que dans les pays

dans les pays industrialisés. Il reste à voir dans quelle mesure le taux de croissance exponentiel de la consommation d'énergie, qui caractérisait la période de 1950 à 1973, a été modifié de façon permanente. La Commission mondiale sur l'environnement et le développement (1987, p. 172) a fait remarquer que si la consommation d'énergie connaissait le même taux de croissance élevé que durant cette période, cette situation aurait pour effet d'aggraver quatre grandes préoccupations environnementales :

- la probabilité de changements climatiques engendrés par «l'effet de serre» produit par l'émission de gaz dans l'atmosphère, dont le plus important est le dioxyde de carbone produit au cours de la combustion des combustibles fossiles;

Comment évaluer l'électricité lorsqu'on fait le bilan de l'offre et de la demande énergétiques

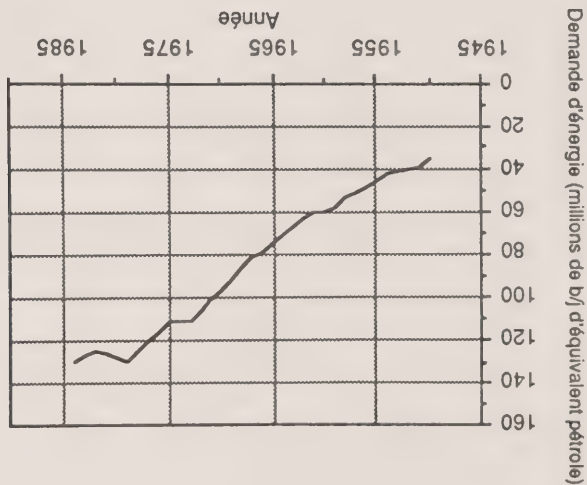
À l'exception de certains pays comme le Canada et la Norvège où l'électricité provient principalement de la production hydro-électrique, nombre de pays tirent la plus grande partie de leur électricité des centrales thermiques alimentées au charbon, au pétrole, au gaz naturel ou à l'uranium. Pour des raisons d'ordre thermodynamique, les centrales thermiques libèrent environ deux unités de chaleur pour chaque unité d'électricité produite. Devrait-on évaluer l'électricité thermique en fonction des trois unités d'énergie nécessaires pour sa production (c'est-à-dire son «équivalence en combustibles fossiles») ou en fonction de la seule unité d'électricité produite (c'est-à-dire son «rendement énergétique»)?

Par convention, de nombreux organismes déclarent toute l'électricité — y compris l'hydro-électricité — comme s'il s'agissait de thermo-électricité et évaluent cette électricité en fonction du combustible fossile qui serait nécessaire pour la produire (environ 10 000 Btu/kWh ou 10 550 kilojoules/kWh), plutôt qu'en fonction de la valeur réelle de son contenu en énergie (3 412 Btu/kWh ou 3 600 kJ/kWh). Si cette convention statistique est utile pour faire certaines comparaisons à l'échelle internationale, elle a toutefois pour effet de gonfler la demande énergétique au Canada et de surestimer le rôle de l'énergie hydro-électrique. En 1985, l'énergie hydro-électrique a comblé 12,1 % de la demande d'énergie primaire au Canada si on l'évalue en fonction de son rendement énergétique, mais 27,5 % si on l'évalue en fonction de son équivalence en combustibles fossiles.

Cette distinction est importante car elle explique certaines divergences importantes introduites dans les données statistiques. Par exemple, si l'on compare la consommation d'énergie par habitant entre le Canada et les États-Unis, les valeurs sont à peu près égales lorsque l'énergie hydro-électrique est mesurée en fonction de son rendement énergétique, mais le Canada présente une consommation d'énergie sensiblement plus élevée lorsque l'énergie hydro-électrique est évaluée en fonction de son équivalence en combustibles fossiles. Habituellement, EMR déclare la production hydro-électrique sous forme d'équivalence en combustibles fossiles. Pour sa part, Statistique Canada utilise la valeur du rendement énergétique. Pour compiler encore davantage les choses, EMR et l'Office national de l'énergie ont commencé à déclarer l'énergie électrique produite par les centrales nucléaires en utilisant une valeur de 12 100 kJ/kWh (environ 11 480 Btu/kWh), ce qui reflète le fait que les réacteurs nucléaires canadiens ont une efficacité d'environ 30 % pour la production d'électricité. Dans le présent rapport, le Comité a adopté la méthode du rendement énergétique — c'est-à-dire que toute la production d'électricité est évaluée à 3 412 Btu/kWh — parce qu'il estime que cette façon de procéder nous donne une image plus claire de l'offre et de la demande énergétiques.

Les statistiques internationales présentent les mêmes divergences. Par exemple, les données de l'ONU donnent à l'électricité une valeur de 3 412 Btu/kWh, tandis que *British Petroleum*, dans son rapport intitulé *Statistical Review of World Energy*, évalue l'énergie électrique à 10 000 Btu/kWh. La figure présentée ci-dessous illustre de quelle manière ces divergences influent sur le calcul de l'utilisation de l'énergie à l'échelle mondiale. La différence entre les données publiées par l'ONU et BP pour l'année

Figure 1 : Demande globale en énergie primaire commerciale



pétrole» indique que les formes d'énergie comme le gaz naturel et l'électricité ont été exprimées en quantité équivalente de pétrole, à partir de leur teneur énergétique. D'après cette mesure, la demande mondiale d'énergie primaire commerciale a atteint 130 millions de barils par jour d'équivalent pétrole en 1984 (Nations Unies). Si l'ensemble des habitants de la terre consommaient l'énergie au même rythme que les Canadiens, la demande totale en énergie primaire commerciale aurait été d'environ 685 millions de barils par jour d'équivalent pétrole en 1984.

Notes : 1. Les données récentes de l'ONU sont exprimées en millions de tonnes d'équivalent pétrole et sont ici converties en millions de barils d'équivalent pétrole, en utilisant le facteur de conversion approximatif suivant : 1 tonne de pétrole = 7,33 barils. Les données plus anciennes de l'ONU ne sont exprimées qu'en millions de tonnes d'équivalent charbon et ont été converties en équivalent pétrole par l'équation suivante : 1 tonne d'équivalent charbon x 0,687623 = 1 tonne d'équivalent pétrole.

2. Les données de l'ONU comprennent l'utilisation d'énergie non attribuée -- il s'agit principalement des données qui ne peuvent être attribuées à l'une ou l'autre des catégories d'énergie solide, liquide, gazeuse ou électrique -- et l'utilisation à des fins non énergétiques du pétrole. La consommation comprend également les soutes d'aviation et de marine à l'échelle internationale.

Source : Nations Unies, 1986, p. 33; 1984, p. 51; 1983, p. 93; 1981, p. 39; et 1976, p. 2-3.

Durant la période d'après-guerre, la demande globale d'énergie n'a cessé d'augmenter jusqu'au deuxième choc pétrolier en 1979-1980, qui a entraîné une réduction temporaire de la demande et une diminution substantielle de la consommation de pétrole

LA PERSPECTIVE MONDIALE

A. La structure internationale de l'offre et de la demande énergétiques

L'énergie est l'élément le plus fondamental de l'univers physique. Aucune activité n'est possible sans qu'il y ait dépense d'énergie. La croissance de la population, la tendance mondiale vers l'urbanisation et la recherche incessante d'un meilleur niveau de vie ont pour effet d'accroître la pression sur les ressources énergétiques de la terre. Ces ressources se divisent en deux grandes catégories : l'énergie renouvelable et l'énergie non renouvelable. À l'heure actuelle, la plus grande partie de l'approvisionnement énergétique de la société provient de sources non renouvelables, sous forme de combustibles fossiles et d'uranium. Les sources renouvelables tels l'énergie hydraulique, la biomasse, le rayonnement solaire direct, l'énergie éolienne, l'énergie marémotrice et l'énergie géothermique fournissent probablement environ 20 % de la consommation énergétique mondiale. Il n'en demeure pas moins que la biomasse constitue l'élément dominant de l'approvisionnement énergétique dans nombre de pays en voie de développement, dont certains sont maintenant aux prises avec une grave pénurie de bois de feu.

Les modes d'utilisation de l'énergie ont connu une transformation spectaculaire au cours du XX^e siècle, aussi bien en ce qui concerne la quantité que le type d'énergie en demande. Les changements les plus profonds sont survenus entre 1950 et 1975, période au cours de laquelle les besoins de la société en énergie ont plus que triplé et au cours de laquelle le pétrole a supplanté le charbon comme principal produit énergétique dans le monde. Cet accroissement de l'utilisation de l'énergie s'est manifesté en grande partie dans les pays industrialisés et, dans la période d'après-guerre, les écarts mondiaux en ce qui concerne la consommation énergétique par habitant ont augmenté pour atteindre des sommets inégaux. La consommation d'énergie commerciale par habitant au Canada est légèrement plus élevée qu'aux États-Unis, 1,8 fois plus élevée qu'en France et au Japon, 15 fois plus élevée qu'au Brésil et en Chine continentale et 480 fois plus élevée qu'au Tchad et en Éthiopie (Nations Unies, 1986).

La figure 1 illustre la croissance de la demande mondiale d'énergie primaire commerciale depuis 1950; les données proviennent des Nations Unies et sont exprimées en millions de barils par jour en équivalent pétrole. L'expression «énergie commerciale» désigne l'énergie qui est vendue commercialement et comprend le pétrole brut, le gaz naturel, le charbon et l'électricité primaire (provenant des centrales hydro-électriques, nucléaires et géothermiques). La figure 1 ne comprend pas l'exploitation de la biomasse — bois de feu, tourbe, déchets agricoles et déchets animaux — comme source d'énergie. En effet, il n'existe pas de données fiables sur la consommation de biomasse, car il arrive souvent que l'utilisateur se procure lui-même cette forme d'énergie qui, de ce fait, n'est pas vendue commercialement. Des données assez rudimentaires laissent toutefois entendre que la biomasse pourrait représenter une tranche supplémentaire de 15 % de l'utilisation commerciale d'énergie illustrée à la figure 1. Par «énergie primaire», on entend l'énergie qui est extraite ou produite à la tête de puits, dans la mine ou à la centrale hydro-électrique, c'est-à-dire, l'énergie mesurée au point de production. L'expression «équivalent

Composants du gaz naturel type

Hydrocarbures et pourcentage en poids

Méthane (CH_4) 70-98 %

Éthane (C_2H_6) 1-10 %

Propane (C_3H_8) trace-5 %

Butane (C_4H_{10}) trace-2 %

Pentane (C_5H_{12}) trace-1 %

Hexane (C_6H_{14}) trace-½ %

Heptane + ($\text{C}_7\text{H}_{16}+$) nul-trace

Non hydrocarbures et pourcentage en poids

Azote trace-15 %

Dioxyde de

carbone *

trace-1 %

Sulfure

d'hydrogène *

trace occ.

Hélium

nul-5 %

* On trouve parfois des gaz naturels composés essentiellement de dioxyde de carbone et de sulfure d'hydrogène.

Source : McCain, 1973, p. 4.

Composition d'un brut type 35° API

Taille moléculaire et pourcentage en volume

Essence (C_5 à C_{10}) 27 %

Kérosène (C_{11} à C_{13}) 13 %

Diesel (C_{14} à C_{18}) 12 %

Gas-oil lourd (C_{19} à C_{25}) 10 %

Huile de lubrification

(C_{26} à C_{40}) 20 %

Résidus (supérieur à C_{40}) 18 %

Total 100 %

Source : Hunt, 1979, p. 43.

Drainage : déplacement de pétrole brut et de gaz naturel par les espaces poreux d'une roche réservoir vers le trou d'un puits, par suite de la dilatation des fluides du réservoir ou des mouvements du fluide sous pression vers les régions de moindre pression. Le drainage peut être produit par l'afflux d'eau souterraine au fur et à mesure de l'extraction du pétrole et du gaz (drainage par eau), par expansion des gaz dissous dans le pétrole (drainage par expansion des gaz dissous) ou par expansion du gaz libre (drainage par expansion du gaz libre).

Récupération primaire : pétrole ou gaz produit par drainage naturel dans le réservoir. La remontée du pétrole à la surface peut se produire naturellement (puits à écoulement naturel) ou peut être faite par pompage mécanique (puits pompé).

Recompression : injection d'un fluide, le plus souvent de l'eau ou du gaz naturel, pour maintenir la pression dans le réservoir qui, sans de telles mesures, se détendrait pendant l'extraction.

Injection d'eau : moyen le plus commun et le moins coûteux de recompression; se fait par injection d'eau dans le réservoir par des sondages d'injection, l'eau chassant le pétrole vers les puits d'extraction.

Injection de gaz : moyen de recompression fréquemment utilisé car le gaz naturel est soluble dans le pétrole; le gaz augmente le volume du pétrole, fait diminuer sa viscosité, réduit sa tension de surface et abaisse sa masse spécifique, autant d'effets souhaitables dans une récupération assistée.

Récupération assistée du pétrole (RAP) : ensemble de techniques perfectionnées d'extraction du pétrole d'un réservoir qui permettent d'augmenter le facteur de récupération et qui rendent possible la mise en valeur d'un plus grand nombre de réservoirs. Ces techniques peuvent comprendre l'injection de solvants miscibles tels des GPL et du dioxyde de carbone, l'apport de chaleur par injection de vapeur ou par combustion *in situ*, et l'ajout de produits chimiques qui agissent comme agents de mouillage. Les techniques de RAP sont coûteuses et leur rentabilité varie en fonction du prix du pétrole.

Réserves pipelinées : réserves de pétrole raccordées sans interruption à une raffinerie au moyen de pipelines collecteurs et de pipelines principaux, ou réserves de gaz naturel raccordées à un pipeline.

Réserves non pipelinées : réserves de pétrole et de gaz qui ne sont pas raccordées au marché au moyen de pipelines.

Gites de pétrole

Réservoir : roche sédimentaire poreuse et perméable contenant des quantités commerciales de pétrole ou de gaz naturel.

Gisement : réservoir souterrain naturel contenant une accumulation de pétrole ou de gaz naturel séparée, ou semblant être séparée, de toute autre telle accumulation.

Champ : peut désigner une certaine région géographique de laquelle du pétrole est extrait ou une zone productrice souterraine bien précise. Un champ peut contenir un ou plusieurs gisements présentant un quelconque élément commun, comme le fait d'être de tendance semblable ou d'avoir été formés par un même phénomène géologique.

Production pétrolière

Taux de production maximal (TPM) : taux maximal auquel le pétrole peut être produit sans dégradation du réservoir et sans production induite de déchets souterrains.

Bonne pratique de production : production de pétrole brut ou de gaz naturel brut limitée au taux pouvant être atteint sans menacer la ressource et en laissant à chaque propriétaire du gisement la possibilité d'obtenir sa part de production.

Dans des conditions favorables, il est, grosso modo, possible de produire 10 % du pétrole restant dans un réservoir chaque année, mais ce taux peut être considérablement moindre si le pétrole est visqueux, si la perméabilité du réservoir est faible ou si le taux de production doit être limité pour prévenir la dégradation du réservoir (par infiltration d'eau par exemple).

Ce n'est pas tout le pétrole ou le gaz présent à l'origine dans un réservoir qui peut être récupéré ou extrait. Bien que le **facteur de récupération** puisse varier considérablement d'un réservoir à un autre, on estime que le tiers environ du pétrole initialement en place dans un réservoir classique peut être récupéré, et qu'environ les trois quarts du gaz en place dans un réservoir de gaz naturel peut être extrait. Le perfectionnement des techniques d'extraction a permis d'améliorer graduellement ces facteurs.

Pour accroître le facteur de récupération, les **moyens de récupération spontanée** peuvent être complétés par des méthodes compliquées de **récupération assistée**. Cette dernière notion appelle un dernier groupe de définitions.

Gaz humide : gaz naturel contenant du propane et des butanes, parfois en quantité atteignant 50 % ou plus.

Réserves et ressources pétrolières

Ressource : toute accumulation de pétrole ou de gaz **connue** ou **présumée** exister. La fraction de la ressource qui a été découverte est appelée **ressource découverte** ou **réserve**. La fraction de la ressource qu'on presume exister mais qui n'a pas encore été découverte est appelée **ressource non découverte** ou **ressource potentielle**.

Réserves : fraction de la ressource qui a été découverte et dont une partie est récupérable dans les conditions économiques et techniques actuelles, et dont une partie ne l'est pas.

Réserves établies : réserves qui sont récupérables dans les conditions techniques actuelles et dans les conditions économiques actuelles et prévues, qui ont été prouvées par forage, par essais ou par production; plus la fraction des réserves récupérables contiguës réputées exister avec une certitude raisonnable, d'après des renseignements géologiques, géophysiques et autres de même nature.

Volume initial en place : volume brut de pétrole brut, de bitume brut ou de gaz naturel brut calculé ou réputé exister par interprétation dans un réservoir avant toute production.

Réserves établies initiales : réserves établies avant toute déduction de production.

Réserves établies résiduelles : réserves établies initiales moins la production cumulée.

Potentiel total : estimation des réserves établies initiales qui auront été mises en valeur dans une région lorsque tous les travaux d'exploration et de mise en valeur auront cessé, eu égard aux possibilités géologiques de la région et des conditions techniques et économiques prévues. Le potentiel total comprend la production cumulée, les réserves établies résiduelles et les futures réserves qui seront ajoutées par prolongement et estimation à la hausse du potentiel des gisements et par découverte de nouveaux gisements.

L'expression «réserves établies» a été adoptée au Canada pour remplacer les **réserves prouvées et probables** antérieurement définies par l'Association pétrolière du Canada (APC). La plupart des autres pays continuent d'utiliser l'expression **réserves prouvées**. Les réserves prouvées (ou établies) peuvent être subdivisées de plusieurs façons. En voici deux :

Réserves en exploitation : réserves prouvées réputées être récupérables au moyen des puits existants.

Réserves à exploiter : réserves économiquement récupérables réputées exister dans des réservoirs prouvés et qui seront extraites au moyen de puits qui seront forés dans l'avenir.

Sables bitumineux : sable et autres substances rocheuses contenant du bitume brut, ou le bitume brut contenu dans ces sables et ces autres substances rocheuses. L'expression désigne également les sables imprégnés de brut lourd, d'une consistance semblable à celle du goudron, trop visqueux pour être récupéré par écoulement naturel dans les puits. Les gites bitumineux de l'Alberta sont des sables bitumineux.

Schiste bitumineux : schiste brun ou noir, kérogénitique, dont la distillation permet d'obtenir des hydrocarbures gazeux ou liquides.

Liquides extraits du gaz naturel (LGN) : propane, butanes et pentanes plus obtenus par traitement du gaz brut ou du condensat (comme le définit la CCERE, 1987a, p. 1-4). Certains organismes élargissent le sens de l'expression pour inclure l'éthane (par exemple EMR, 1987c, p. 75).

Gaz de pétrole liquéfiés (GPL) : sous-groupe des liquides extraits du gaz naturel, composé essentiellement de propane et de butanes; ces gaz peuvent être liquéfiés sous pression à température ambiante. Ils sont désignés plus familièrement par l'expression «gaz en bouteille».

Le brut classique, le pétrole synthétique, le condensat, le bitume et les liquides extraits du gaz naturel peuvent être désignés collectivement par l'expression **hydrocarbures liquides**.

Hydrocarbures gazeux

Gaz brut : gaz naturel à son état naturel, présent dans un réservoir ou extrait d'un réservoir, mais avant son traitement. Le gaz naturel à la tête de puits se compose habituellement de méthane et de quantités décroissantes d'hydrocarbures lourds. Le gaz brut peut contenir des gaz non hydrocarbures comme du dioxyde de carbone, du sulfure d'hydrogène, de l'azote, de l'hydrogène et de l'hélium.

Gaz marchand : gaz brut duquel les liquides extraits du gaz naturel et les gaz non hydrocarbures ont été enlevés totalement ou partiellement par traitement. Le gaz marchand est également appelé «gaz de qualité pipeline» ou «gaz du commerce». Il se compose essentiellement de méthane.

Gaz associé : gaz naturel à l'état libre dans un réservoir et présent en association avec du brut, dans les conditions initiales régnant dans le réservoir.

Gaz non associé : gaz naturel à l'état libre dans un réservoir, mais non présent en association avec du brut dans les conditions initiales régnant dans le réservoir.

Gaz dissous : gaz naturel dissous dans le brut dans les conditions régnant dans le réservoir et qui se libère de la solution sous pression atmosphérique et à température ambiante.

Gaz sec : gaz naturel composé surtout de méthane et d'éthane.

Combustibles fossiles : combustibles d'un gîte géologique d'hydrocarbures biogènes. Incluent le brut, le gaz naturel, les schistes bitumineux, les sables bitumineux et le charbon.

Kérogène : substance organique fossilisée insoluble présente dans des roches sédimentaires, habituellement des schistes, qui par distillation peut être transformée en produits pétroliers. Le kérogène est réputé être un précurseur du pétrole.

Pétrole : terme dérivé d'un mot latin signifiant littéralement «huile de roche» et souvent défini comme étant un hydrocarbure liquide naturel. La définition est parfois élargie pour inclure les produits raffinés à l'état liquide. Dans l'usage courant de l'industrie, le pétrole désigne tout mélange d'hydrocarbures pouvant être extrait par forage, dont le gaz naturel, le condensat et le brut. C'est l'usage courant qui prévaut dans le présent rapport.

Hydrocarbures liquides

Brut classique : mélange essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds qui peut être extrait au moyen d'un puits d'un réservoir souterrain et qui est liquide sous pression atmosphérique et à température ambiante.

Pétrole synthétique : au Canada, mélange essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds obtenu du bitume brut par addition d'hydrogène ou suppression de carbone, et qui est liquide sous pression atmosphérique et à température ambiante. Par pétrole synthétique, on entend également le pétrole obtenu des schistes bitumineux ou du charbon.

Condensat : mélange essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds qu'on peut extraire au moyen d'un puits d'un réservoir souterrain et qui est gazeux dans le réservoir mais qui se condense sous forme liquide sous pression atmosphérique et à température ambiante. Le condensat est souvent compris dans le «brut», pratique adoptée dans le présent rapport.

Pentanes plus : mélange essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds qui est obtenu par traitement du gaz brut, du condensat ou du brut.

Bitume brut : mélange visqueux naturel, composé principalement d'hydrocarbures beaucoup plus lourds que le pentane, et qui ne s'écoule pas bien à l'état naturel. Le bitume, une fois extrait, peut être dilué avec des pentanes plus, de sorte qu'il puisse être transporté par pipeline sans traitement préalable.

Huile de schiste : huile obtenue par traitement du kérogène contenu dans un schiste bitumineux. Le Canada ne produit pas d'huile de schiste actuellement, bien que diverses régions du pays renferment des schistes bitumineux.

Dans le présent rapport, le terme **pétrole** comprend le brut classique et le pétrole synthétique, le condensat, les pentanes plus et le bitume. Ce regroupement est aussi parfois appelé **brut et équivalents**. Lorsque nous désirerons exclure le pétrole synthétique et le bitume de ce groupe nous désignerons les trois autres composants par l'expression **pétrole classique**.

sédiments est supérieure à 250 °C (482 °F) environ, il n'y a plus formation d'hydrocarbures à partir des substances organiques. Selon son évolution géologique, la formation sédimentaire peut alors être propice au pétrole, propice au gaz, ou ne pas l'être du tout.

Les pétroles bruts sont habituellement caractérisés par leur densité API, d'après une échelle adoptée par l'*American Petroleum Institute* qui mesure indirectement la densité des bruts. Sur cette échelle, on a assigné arbitrairement une densité API de 10° à l'eau pure. Les bruts plus légers que l'eau sont de densité API supérieure à 10°; ceux qui sont plus lourds que l'eau sont de densité API inférieure à 10°.

Malheureusement, il n'existe pas de définition uniforme du brut «léger», «densité moyenne» ou «lourd» sur l'échelle API. La Conférence mondiale de l'énergie utilise la classification qui suit (CME, 1986, p. 160) :

Brut	Masse spécifique	Densité API
Lourd	de 1 000 à 920 kg/m ³	de 10° à 22,3°
Densité moyenne	de 920 à 870 kg/m ³	de 22,3° à 31,1°
Léger	inférieure à 870 kg/m ³	supérieure à 31,1°

Tout brut dont la densité API est inférieure à 10° (c'est-à-dire dont la masse spécifique est supérieure à 1 000 kg/m³) est communément appelé **bitume**.

La Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques (CCERE) de l'Alberta ne fait habituellement pas la distinction entre les bruts légers et de densité moyenne. Elle définit le brut lourd comme étant le brut de masse spécifique supérieure à 900 kg/m³ (densité API inférieure à 25,7°) et le brut léger et de densité moyenne comme étant le brut de masse spécifique inférieure à 900 kg/m³ (densité API supérieure à 25,7°) (CCERE, 1987, p. 1-2). De nombreux pétroliers américains estiment que le brut est lourd si sa densité API est inférieure à 20°, qu'il est de densité moyenne si sa densité API se situe entre 20° et 25°, et qu'il est léger si sa densité est supérieure à 25°.

Dans le présent rapport, la limite entre les bruts légers et de moyenne densité et les bruts lourds est fixée à 20° pour les données américaines et à environ 26° pour les données canadiennes, à moins d'indication contraire.

Les définitions ou l'usage sont flous pour de nombreux autres termes et expressions de l'industrie pétrolière. Pour prévenir toute confusion dans le présent rapport, voici la définition des termes et expressions couramment utilisés.

Hydrocarbures : tout composé organique, solide, liquide ou gazeux, constitué uniquement de carbone et d'hydrogène. Le brut, le gaz naturel et le charbon sont essentiellement des mélanges d'hydrocarbures de degrés de complexité variables qui renferment diverses quantités d'impuretés telles du soufre, de l'azote, de l'oxygène, de l'hélium et des éléments métalliques.

NOTE SUR LE PÉTROLE

Le pétrole est un combustible liquide. On estime généralement qu'il a été formé par les processus géochimiques qui ont agi sur les restes d'organismes enfouis depuis longtemps dans le sous-sol. Bien qu'il se compose essentiellement de deux éléments, le carbone et l'hydrogène, le pétrole se caractérise par une variété extrêmement complexe de structures moléculaires. Ainsi, les pétroles bruts provenant de sources différentes ne sont jamais identiques. Cependant, malgré cette diversité complexe, la plupart des bruts contiennent de 84 % à 87 % de carbone en poids et de 11 % à 14 % d'hydrogène.

Outre le carbone et l'hydrogène, le pétrole renferme d'autres éléments en petites quantités, ne dépassant généralement pas 3 % en poids du pétrole. Le soufre, l'azote et l'oxygène sont les trois principaux « contaminants » du pétrole, mais on trouve souvent aussi des traces de chlorure de sodium, de phosphore et de métaux lourds tels le vanadium et le nickel. Les pétroles lourds et l'asphalte naturel peuvent être d'une teneur en soufre de 5 % ou plus.

La conversion en pétrole des substances organiques présentes dans les sédiments est une fonction de la température (qui dépend de la profondeur des sédiments) et du temps.

L'enfouissement en profondeur des substances organiques par la sédimentation continue susjacent, l'augmentation des températures et l'accroissement de leur âge géologique finissent par amener à maturité la formation pétrolière, phase pendant laquelle toute la gamme des composés pétroliers se forment à partir de kérogène et des autres précurseurs par dégradation thermique et par craquage (processus par lequel les molécules d'hydrocarbures lourdes se fragmentent en molécules légères). Selon la quantité et la nature des substances organiques, le pétrole se forme pendant la phase de maturité à des profondeurs allant environ de 760 mètres à 4 880 mètres (de 2 500 pieds à 16 000 pieds) à des températures se situant entre 65 °C et 150 °C. Ces conditions spéciales sont désignées par l'expression « crêneau pétrolier ». Dans les sols où le gradient géothermique (augmentation de la température avec la profondeur) est supérieur à la normale, le crêneau pétrolier se retrouve à des profondeurs moindres dans les jeunes sédiments, mais il est plus étroit. C'est surtout entre 2 000 mètres et 2 900 mètres de profondeur que se forme le pétrole. Sous les 2 900 mètres, c'est essentiellement du gaz humide, gaz contenant des hydrocarbures liquides connus sous le nom de liquides extraits du gaz naturel, qui se forme (Riva, 1987a, p. 590).

À la fin de la phase de maturité et aux profondeurs supérieures à 4 900 mètres (16 075 pieds) environ, tout dépendant du gradient géothermique, le brut devient instable et le principal hydrocarbure est le gaz sec (méthane). Lorsque la température des

pétrole, du gaz naturel, du charbon, de l'hydro-électricité et du nucléaire. Dans l'avenir, le Canada devrait intégrer davantage les énergies non classiques, telles la biomasse, l'énergie éolienne, le rayonnement solaire direct, l'énergie marémotrice et l'énergie géothermique, dans son bilan énergétique. De nouvelles technologies devront être créées pour permettre l'exploitation de ces énergies et pour accroître les possibilités de remplacement des combustibles classiques.

12. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral augmente son aide financière aux travaux de recherche, de développement et de démonstration qui ont pour but d'augmenter l'offre d'énergie non classique, et aux travaux de R&D qui ont pour but de promouvoir le remplacement du pétrole par des énergies classiques et non classiques.

Il faudra des travaux de développement étalés sur de nombreuses années avant que l'exploitation de certaines nouvelles énergies soit réalisable. L'appui du gouvernement aux travaux de R&D contribuera à garantir que ces nouvelles options énergétiques répondront à une partie de nos besoins futurs. Le Canada pourrait également tirer avantage de l'exportation de ces nouvelles technologies, particulièrement dans le monde en développement.

ces derniers servent de carburants pour véhicules automobiles ou de produits de mélange dans les carburants classiques.

Le gaz naturel comprimé (GNC), le propane et le méthanol peuvent aujourd'hui servir, de façon rentable, de carburants pour véhicules automobiles ou de produits de mélange. Les principaux obstacles à la généralisation de leur utilisation sont les coûts d'infrastructure des systèmes de distribution et la nécessité de modifier les moteurs des véhicules. Certaines provinces ont encouragé l'utilisation d'alcool comme produit de mélange dans l'essence, notamment le Manitoba. Le Comité voit d'un oeil favorable toute mesure du genre.

10. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral maintienne son programme d'encouragement à la modification des moteurs des véhicules automobiles pour qu'ils puissent consommer du gaz naturel comprimé et du propane.

Le gouvernement fédéral a prolongé son programme quinquennal d'encouragement à la conversion des véhicules pour qu'ils puissent consommer du gaz naturel, car l'objectif de 35 000 véhicules n'a pas été atteint. Le prolongement du programme est surtout financé par les producteurs de gaz de l'Alberta, à même les fonds résiduels de l'ancien *Market Development Incentive Payments* (MDIP). Le programme quinquennal d'encouragement à la conversion au propane a par contre pris fin à la date prévue, l'objectif de 90 000 véhicules ayant été atteint. Le Comité estime que le gouvernement fédéral doit continuer d'appuyer les deux types de conversion.

Le gouvernement fédéral devrait prendre à son compte une partie des coûts des travaux de recherche et de développement qui ont pour but de diversifier les options énergétiques qui s'offriront dans l'avenir, travaux qui peuvent être d'une période de récupération beaucoup trop longue pour que le secteur privé les finance aujourd'hui. Le gouvernement fédéral a réduit trop considérablement ses dépenses de recherche, de développement et de démonstration (R&D) dans les domaines des techniques énergétiques, de la mise en valeur d'énergies de remplacement et des économies d'énergie.

11. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral accroisse son aide financière aux travaux de recherche, de développement et de démonstration qui ont directement pour but d'accroître la rationalisation de l'utilisation de l'énergie.

Il est manifeste que les possibilités d'accroître les économies d'énergie, même quand les prix sont bas, sont loin d'être entièrement exploitées. Les économies d'énergie demeurent l'un des moyens les plus rentables d'équilibrer l'offre et la demande énergétiques. Pourtant, les dépenses actuelles du gouvernement fédéral sont beaucoup plus axées sur l'accroissement de l'offre que sur la réduction de la demande.

Au fil des ans, les gouvernements fédéral et provinciaux ont massivement appuyé le développement du système énergétique classique du Canada, c'est-à-dire l'utilisation du

6. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral incite les États-Unis à explorer et à mettre en valeur les ressources pétrolières de l'*Arctic National Wildlife Refuge* de l'Alaska, sous réserve de résolution satisfaisante des revendications des autochtones et de la prise en compte des conséquences sur l'environnement.

7. Le Comité recommande que les organismes d'aide à l'étranger du Canada se donnent également pour rôle de promouvoir l'exploration et la mise en valeur de ressources pétrolières classiques dans les pays en développement, spécialement dans ceux de l'hémisphère occidental.

Tout accroissement de l'activité d'exploration et de mise en valeur entraînera une augmentation de la fraction des ressources en brut léger de l'hémisphère occidental qui sont découvertes et utilisées. Par ailleurs, c'est dans les pays en développement que la demande de pétrole grandira le plus rapidement. La meilleure exploitation du potentiel pétrolier des pays en développement importateurs de pétrole permettrait d'améliorer les approvisionnements internationaux et peut-être de réduire la dette extérieure qui pose de graves problèmes dans bon nombre de ces pays. Enfin, l'industrie de service du secteur pétrolier du Canada pourrait profiter de l'apparition de nouveaux marchés, par la vente de ses compétences et de ses matériels.

Le recours à une meilleure technologie d'extraction et de traitement pourrait permettre d'abaisser le coût de la production du pétrole, tout en favorisant une exploitation plus rationnelle de nos ressources pétrolières.

8. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral accroisse son aide financière aux travaux de recherche, de développement et de démonstration qui ont pour but d'accroître les approvisionnements pétroliers nationaux, particulièrement ceux qui portent sur l'extraction et l'amélioration du bitume et du pétrole lourd ainsi que sur la mise en valeur du pétrole pionnier, mais aussi ceux qui sont consacrés à la mise en valeur du brut léger classique, par récupération assistée par exemple.

L'autre solution pour corriger le déséquilibre de l'offre et de la demande de brut léger est l'adoption d'une politique favorisant la réduction de la demande. La part du pétrole ayant chuté au Canada dans certains secteurs de la consommation, par exemple pour le chauffage et pour la production d'électricité, le secteur des transports a accru son poids relatif comme principal consommateur de produits pétroliers. Toute politique de réduction de la demande doit être axée sur le fait que le secteur des transports représente actuellement plus de 60 % de la consommation finale de pétrole au Canada, et que les transports routiers accaparent les quatre cinquièmes de la consommation de ce secteur. C'est donc la consommation de carburant pour véhicules automobiles qu'il faut réduire en premier.

9. Le Comité recommande que les gouvernements fédéral et provinciaux s'abstiennent de taxer le gaz naturel, le propane, le méthanol et l'éthanol quand

L'industrie pétrolière souffre suffisamment de l'incertitude régnant sur la scène pétrolière internationale; nul n'est besoin qu'un régime fiscal national imprévisible n'accroisse cette incertitude.

3. Le Comité recommande que les gouvernements fédéral et provinciaux, détenteurs des droits miniers sur le territoire du Canada, favorisent la mise en valeur du pétrole en abaissant leurs redevances dans les premières années de la production.

Les réalisations des projets pétroliers de régions pionnières, la mise en valeur du pétrole non classique et la récupération assistée du pétrole classique nécessitent d'importants capitaux initiaux. De nombreuses années peuvent s'écouler avant que ces capitaux puissent être récupérés. L'abaissement des redevances dans les premières années de la production permettrait aux pétroliers d'accroître leurs fonds autogénérés et accélérerait en conséquence la réalisation de certains projets. Le Comité admet cependant que la question des redevances est essentiellement de juridiction provinciale et en conséquence, exception faite des terres du Canada, que c'est aux provinces qu'il revient de prendre des mesures pour influencer sur la vitesse de la mise en valeur du pétrole.

Faciliter la mise en valeur du pétrole par élimination des obstacles administratifs est une importante tâche que doit assumer le gouvernement. Souvent, par exemple, l'établissement du droit de passage pour un pipeline est une longue entreprise soulevant énormément de controverse, comme les États-Unis l'ont découvert en construisant le *Trans Alaska Pipeline System* (TAPS). Dans le nord, où les populations s'inquiètent vivement des conséquences sur l'environnement de la mise en valeur du pétrole, le Comité estime qu'il faut dès maintenant, avant que ne se pose le besoin, établir un corridor de passage, pour permettre la résolution des différends que soulèveront les diverses parties intéressées.

4. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral parachève la planification d'un corridor dans la vallée du Mackenzie en prévision de la construction d'un pipeline et de l'établissement d'un réseau routier avec le delta du Mackenzie, en prenant dûment en compte les revendications territoriales des autochtones et les conséquences sur l'environnement.

5. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral planifie l'établissement d'un corridor entre la vallée du Mackenzie et la frontière de l'Alaska en prévision de la construction de l'oléoduc ou du gazoduc qui sera nécessaire pour transporter la production pétrolière de l'Alaska à travers le continent, sous réserve de résolution satisfaisante des revendications des autochtones et de la prise en compte des conséquences sur l'environnement.

Il y a de l'intérêt du Canada que les réserves en brut léger des producteurs ne fassent pas partie de l'OPÉP soient maximisées. Davantage de pétrole serait en effet offert aux pays importateurs dans l'éventualité d'un autre embargo ou d'une perturbation de la production de l'OPÉP. Il est particulièrement important que les États-Unis résolvent leur problème d'approvisionnement pétrolier, qui va s'aggraver, étant donné leur position centrale dans l'économie mondiale et leur rôle crucial dans la sécurité de l'Occident.

Dans le proche avenir, le Canada sera forcé d'importer de grandes quantités de brut léger. Ces importations accroîtront sa vulnérabilité à toute perturbation des approvisionnements étrangers. Il faut mettre en place un mécanisme permettant de contrebalancer cette dépendance montante, jusqu'à la mise en oeuvre de mesures à long terme qui corrigeront le déséquilibre de l'offre et de la demande de brut léger au Canada.

1. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral se dote d'une réserve stratégique de pétrole égale à 90 jours d'importation nette de brut léger, les coûts de la constitution et du maintien de cette réserve devant être recouverts par la levée d'une taxe sur les produits pétroliers à la raffinerie.

La constitution et le maintien d'une réserve stratégique de pétrole permet de se protéger en partie contre les perturbations à court terme des approvisionnements en pétrole importé. La mesure ne permet toutefois pas de corriger le problème fondamental que constitue l'effritement de l'offre de brut léger national au Canada. Pour réduire le déséquilibre entre l'offre et la demande au pays, il faudra mettre en oeuvre simultanément des mesures qui inciteront à accroître l'offre nationale de brut léger (ou à tout le moins de ralentir son déclin) et à restreindre la demande de produits pétroliers.

Pour ce qui est de l'offre, le Canada dispose de deux options pour faire augmenter la production de brut léger classique. L'une d'elle consiste à mettre en valeur les réserves de brut léger classique dans les régions pionnières du Canada, comme celles qui ont été découvertes à Amauligak dans la mer de Beaufort et à Hibernia, sur le plateau continental au large de Terre-Neuve. La deuxième consiste à mettre en production les immenses gisements de bitume et de pétrole lourd et de transformer ces hydrocarbures lourds en produits pétroliers légers utilisables. En réalité, ce qu'il faudra mettre de l'avant, c'est une quelconque combinaison de ces deux mesures qui ont été refrenées en raison de la chute, en 1986, des prix du pétrole à un niveau trop bas pour permettre le financement de tels projets si coûteux et en raison de la possibilité d'une grande fluctuation des prix, qui constitue un risque inacceptable pour de nombreuses pétrolières.

Le Comité est d'avis qu'il ne faut pas financer la mise en valeur du pétrole qui n'est pas rentable. C'est la hausse des prix du pétrole qui doit constituer l'incitatif économique de la mise en valeur du pétrole pionnier et non classique. Une remontée partielle du prix du pétrole — à 22 \$ US le baril récemment pour le brut intermédiaire du Texas occidental (BITO, qui constitue l'étalon pour le brut en Amérique du Nord) — a rapidement incité l'industrie pétrolière canadienne à relancer plusieurs projets d'exploitation de pétrole lourd qui avaient été suspendus quand le prix a chuté à 10 \$ US le baril en 1986. Donc, pour ce qui est de l'offre de pétrole, le gouvernement fédéral doit déployer son principal effort à stabiliser davantage les conditions fiscales de l'activité pétrolière. Les recommandations qui suivent du Comité ont pour but d'améliorer l'offre nationale de brut léger.

2. Le Comité recommande que le gouvernement fédéral établisse un régime fiscal stable pour les entreprises, de sorte qu'aucune incertitude de politique gouvernementale ne restreigne les investissements d'exploration et de mise en valeur du pétrole au pays.

SOMMAIRE ET RECOMMANDATIONS

L'effondrement des prix du brut survenu en 1986 a été un événement marquant dans tout le monde. La demande de pétrole s'est accrue dans la plupart des pays, la consommation s'accroissant par suite de la faiblesse du prix des produits pétroliers. Les revenus qu'a tirés en 1986 l'OPEP des exportations de brut ont chuté à un peu moins de la moitié des revenus de 1985. Les dépenses d'exploration et d'exploitation sont en baisse dans le secteur pétrolier, ce qui se traduira par un ralentissement de la découverte de réserves supplémentaires. Cela est tout particulièrement vrai dans les régions où le coût de l'exploration et de la mise en valeur des réserves est élevé, comme dans les régions pionnières du Canada, en Alaska et dans la mer du Nord. Bien que dans l'ensemble, il jouisse maintenant de l'autosuffisance pétrolière, le Canada est un importateur net de brut léger et sa production de brut léger diminuera dans les années qui viennent. La faiblesse des prix du pétrole accélérera le déclin.

Les combustibles de pétrole légers (brut léger, brut de densité moyenne et gaz naturel), qui sont de production et de traitement faciles, se trouvent surtout dans l'hémisphère oriental. Les combustibles de pétrole lourds (brut lourd, bitume et huile de schiste), de production et de traitement plus difficiles, se trouvent principalement dans l'hémisphère occidental. On estime que le Moyen-Orient renferme 58 % des réserves prouvées mondiales de brut classique, bien que la région n'ait produit que 22 % du pétrole mondial en 1986. L'hémisphère occidental, qui ne recèle que 17 % des réserves mondiales de brut classique, a produit 29 % des 55,9 millions de barils/jour extraits l'an dernier. Ce déséquilibre, au vu de la distribution des réserves, fait qu'il est presque certain que le Moyen-Orient regagnera un jour une position de domination dans la production de brut classique. Les pays de l'OPEP, surtout ceux du golfe Persique, détiennent plus de 90 % de l'actuel excédant mondial de production, ce qui représente grossièrement une dizaine de millions de barils de pétrole par jour.

Le Canada assiste à l'amenuisement de l'offre en brut léger classique national, mais possède par contre de vastes ressources de bitume qui sont récupérables. Le bitume doit toutefois être traité à grands frais pour qu'il soit possible d'en obtenir les produits de pétrole légers dont a besoin le consommateur canadien. Le Canada possède également de substantielles quantités de brut lourd classique et a établi de modestes réserves de brut léger aux larges de sa côte orientale et dans le nord. En règle générale, ces gîtes ne peuvent cependant pas être mis en production aux récents prix déprimés du pétrole.

nations importatrices.

Abstraction faite du Moyen-Orient, l'offre de brut léger classique déclinera et les nations importatrices devront de plus en plus faire appel au golfe Persique pour satisfaire leurs besoins. À mesure qu'ils reprendront la direction du marché, les riches pays pétroliers du Moyen-Orient pourront davantage manipuler les prix. Enfin, étant donné l'instabilité politique de cette partie du monde, diverses perturbations de l'offre internationale de pétrole sont une possibilité tangible à laquelle doivent se préparer les

De nombreuses personnes et organisations ont aidé le Comité à mener son étude. La liste des témoins qu'a entendus le Comité est donnée à l'annexe B. Le Comité désire remercier ceux qui lui ont fourni la documentation, en particulier M. Joseph Riva Jr. du *Congressional Research Service* de Washington, M. Frank Mink et les autres fonctionnaires de la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques de Calgary, ainsi que les fonctionnaires du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources d'Ottawa.

Le Comité veut enfin exprimer toute sa gratitude à son personnel, à ses conseillers MM. Dean Clay et Lawrence Harris de *Dean Clay Associates*, à Mme Ellen Savage, greffier du Comité, à Mme Lise Tierney, dactylo, de même qu'au Bureau des traductions du Secrétariat d'État.

La plupart des membres du Comité sont enclins à penser que l'Etat doit intervenir le moins possible dans l'économie. Cependant, le Comité doit bien conclure, au vu des faits, que le pétrole, voire l'énergie en général, n'est pas uniquement un bien de commerce, et que le gouvernement fédéral doit en conséquence exercer une certaine influence sur le secteur pétrolier canadien. Le Comité estime cependant que l'Etat doit intervenir rarement et uniquement dans la perspective d'une planification énergétique à long terme, sans que son action s'exerce sur les rouages quotidiens du marché.

La présente étude repose sur deux prémisses. La première est que l'industrie pétrolière doit admettre que le pétrole est un bien stratégique et, par suite, que l'Etat continuera d'intervenir dans le secteur énergétique. La seconde est que le gouvernement doit admettre que l'exploitation d'une ressource en voie d'épuisement constitue un risque élevé. L'industrie pétrolière a en conséquence le droit d'être assujettie à un régime fiscal stable et prévisible.

La présentation du présent rapport n'a pas manqué de poser un certain nombre de problèmes d'ordre pratique. Ainsi, l'abondance des termes et des systèmes de mesure utilisés dans le secteur de l'énergie est une importante source de confusion. Par exemple, les statistiques du pétrole peuvent être indiquées d'après le volume (barils ou mètres cubes), le poids (tonnes métriques), ou le contenu énergétique (joules ou unités thermiques britanniques). La majorité des lecteurs semblant encore mieux connaître les unités britanniques, le Comité a décidé de recourir à ces unités (barils, pieds cubes, etc.) afin de faciliter la compréhension du rapport. Il reconnaît cependant que le système international (SI) est plus logique et d'utilisation plus facile, de sorte que dans la plupart des cas les équivalents SI sont également donnés. Les unités énergétiques, les facteurs de conversion et les préfixes SI les plus fréquents ont été groupés à l'annexe C afin de faciliter la consultation du rapport.

Les termes du domaine de l'énergie causent également des problèmes, car ils ne sont pas toujours définis de la même façon. Aussi, la plupart des termes et des notions employés par le Comité sont définis dans le présent rapport. Enfin, à moins d'indication contraire, toutes les indications monétaires sont exprimées en dollars canadiens actuels.

Une dernière observation sur les statistiques de l'énergie : les données des différentes sources ne sont pas toujours cohérentes. Parfois, l'écart résulte de divergences dans les définitions utilisées. Par exemple, une statistique sur la « production de pétrole » peut inclure, outre le brut, les liquides extraits du gaz naturel, alors que ce n'est pas le cas dans une autre. Certaines sources expriment la production hydro-électrique d'après le contenu énergétique de l'électricité (1 kilowatt-heure d'énergie électrique étant alors égal à 3 412 unités thermiques britanniques), alors que d'autres expriment leurs données d'après le contenu énergétique équivalent du charbon ou du pétrole qu'il faut pour produire la même quantité d'électricité dans une centrale classique moderne (1 kWh correspondant alors approximativement à 10 000 Btu). Dans d'autres cas enfin, les écarts entre les diverses sources ne sont même pas expliqués.

Le Comité s'est efforcé d'uniformiser l'expression des données peu importe leur source d'origine. Les cas où cela n'a pas été possible sont signalés.

AVANT-PROPOS

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources a entrepris la présente étude sur l'offre future de pétrole au Canada afin de dissiper le sentiment de sécurité auquel ont donné naissance la surabondance actuelle de pétrole mondial et la dépression des prix du pétrole. Presque 60 % des réserves mondiales de brut classique se situent dans le chaud Moyen-Orient, où les grandes puissances engagées maintiennent des forces militaires en raison de la guerre Iran-Iraq. Ces deux pays ayant mené plus de 330 attaques contre des navires marchands dans le golfe Persique, les forces navales américaines, françaises, britanniques et soviétiques convergent dans la région. La possibilité d'une confrontation militaire d'envergure dans le golfe fait peser une menace croissante sur le commerce pétrolier international. De conséquence peut-être encore plus grande est l'ardeur déployée par l'Iran à déstabiliser les régimes arabes modérés de la région.

Le présent rapport examine l'offre future de brut léger national au Canada et évalue la vraisemblance que le pays dépende à nouveau d'approvisionnements pétroliers étrangers. Le Canada renferme moins de 1 % des réserves prouvées mondiales de brut classique, et pendant la majeure partie de l'après-guerre a été un importateur net de pétrole. Le Comité amorce en conséquence son rapport en établissant dans les grandes lignes les caractéristiques internationales de l'offre et de la consommation de pétrole. L'étude porte ensuite sur l'offre et la demande de pétrole aux Etats-Unis, notre principal partenaire commercial en matière d'énergie, puis sur la situation au Canada. Dans sa conclusion, le Comité établit la notion de «sécurité des approvisionnements pétroliers» et trace, dans la perspective d'une planification énergétique à long terme, les avenues possibles d'une politique gouvernementale fédérale.

Le Comité présente douze recommandations. Ces recommandations sont livrées dans le Sommaire. Le rapport livre également des renseignements qui devraient aider les Canadiens à mieux comprendre la situation énergétique nationale et internationale. Il est impossible de déterminer si l'offre future de pétrole au Canada sera suffisante sans considérer parallèlement les autres aspects de notre système énergétique national. En particulier, les économies d'énergie et les possibilités de substitution d'autres formes d'énergie au pétrole influenceront sur le bilan futur de la demande et de l'offre. Les travaux du Comité ont en conséquence porté sur certains de ces aspects. Le rôle central des gouvernements provinciaux dans l'orientation du développement de l'énergie au Canada doit aussi être pris en compte.

D'après les témoignages qu'il a recueillis, les avis sont extrêmement partagés quant au rôle, si rôle il y a, que devrait jouer le gouvernement du Canada dans le secteur énergétique national, et plus particulièrement dans le secteur pétrolier. Il s'est en fait trouvé à rouvrir le débat sur l'éternelle question de savoir si le pétrole n'est qu'un bien de commerce ordinaire ou s'il est une ressource stratégique qui doit appeler l'attention du gouvernement?

C. Le pétrole : ressources, réserves et possibilités de production	83
D. La production et la consommation de pétrole au Canada	88
E. Le commerce pétrolier canadien	93
F. Équilibrer l'offre et la demande futures de pétrole	94

POUR L'AVENIR DU CANADA, LA PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE STRATÉGIQUE

97

A. Qu'entend-on par la sécurité des approvisionnements pétroliers?

97

B. Le rôle du gouvernement

97

1. Une réserve stratégique de pétrole

98

2. Les avenues possibles d'une politique gouvernemen- tale

99

3. Le gouvernement, courtier en pétrole

100

ANNEXE A : DEUX DISSENSIONS

103

ANNEXE B : LISTE DES TÉMOINS

107

ANNEXE C : LES DÉPUTÉS QUI ONT PARTICIPÉ À L'ÉTUDE DU COMITÉ

115

ANNEXE D : UNITÉS ET FACTEURS DE CONVERSION

117

BIBLIOGRAPHIE

121

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS.....	1
SOMMAIRE ET RECOMMANDATIONS	5
NOTE SUR LE PÉTROLE.....	11
LA PERSPECTIVE MONDIALE	19
A. La structure internationale de l'offre et de la demande énergétiques.....	19
B. Le développement de l'industrie pétrolière mondiale.....	24
C. Les ressources et réserves pétrolières mondiales.....	34
D. Le pétrole mondial : production, consommation et commerce	39
E. Le pétrole, bien stratégique	45
F. Le rôle de l'Agence internationale de l'énergie	48
LES ÉTATS-UNIS, PAYS PRODUCTEUR SUR SON DÉCLIN	57
A. L'offre et la demande énergétiques aux États-Unis	57
B. Les ressources et réserves pétrolières des États-Unis.....	59
C. La production et la consommation de pétrole aux États- Unis	63
D. La faiblesse des prix et l'offre future de pétrole	66
E. Les conséquences de la hausse des importations	70
F. La réserve stratégique de pétrole et autres moyens de protection.....	73
LES APPROVISIONNEMENTS PÉTROLIERS DU CANADA : REMISE EN QUESTION.....	77
A. Les événements survenus depuis 1973.....	77
B. L'offre et la demande énergétiques au Canada	79

REGROUPEMENTS DE PAYS UTILISÉS DANS LE RAPPORT

Amérique du Nord : Canada et États-Unis (Porto Rico exclu).

Amérique latine : Mexique, Antilles (Cuba exclu), Amérique centrale et Amérique du Sud.

Europe occidentale : pays européens membres de l'OCDE

Moyen-Orient : pays de la péninsule arabe, Iran, Iraq, Israël, Jordanie, Liban et Syrie.

Hémisphère occidental : Amérique du Nord, Amérique du Sud, les îles et les eaux environnantes.

Hémisphère oriental : Afrique, Asie, Australie, Europe, les îles et les eaux environnantes.

Économies à planification centrale (EPC) : Albanie, Allemagne de l'Est, Bulgarie, Chine, Corée du Nord, Cuba, Hongrie, Kamputchea, Laos, Mongolie, Pologne, Roumanie, Tchécoslovaquie, URSS, Vietnam et Yougoslavie.

Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) : membres de la Communauté économique européenne, soit Allemagne de l'Ouest, Belgique, Danemark, États-Unis, France, Grèce, Irlande, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Royaume-Uni et Australie, Autriche, Canada, Espagne, Finlande, Islande, Japon, Norvège, Nouvelle-Zélande, Portugal, Suède, Suisse et Turquie.

Pays en développement (PED) : pays non communistes (dont ceux de l'OPEP) non membres de l'OCDE. Inclut la majorité des pays africains, asiatiques et latino-américains.

Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) : Algérie, Arabie Saoudite, Émirats arabes unis, Équateur, Gabon, Indonésie, Iran, Iraq, Kuwait, Libye, Nigeria, Qatar et Venezuela (la production de la zone neutre est partagée également entre l'Arabie Saoudite et le Kuwait).

Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole (OPAEP) : Abu Dhabi, Algérie, Arabie Saoudite, Bahreïn, Iraq, Kuwait, Libye, Qatar, Syrie et Tunisie (la production de la zone neutre est partagée également entre l'Arabie Saoudite et le Kuwait).

Agence internationale de l'énergie : Allemagne de l'Ouest, Australie, Autriche, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, Grèce, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Norvège, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie.

LISTE DES ABRÉVIATIONS UTILISÉES

AIE	Agence internationale de l'énergie
ANWR	<i>Arctic National Wildlife Refuge</i> (Alaska)
APC	Association pétrolière du Canada
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BITO	Brut intermédiaire du Texas occidental
CCERE	Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques (Alberta)
CGC	Commission géologique du Canada
DOE	<i>Department of Energy</i> (États-Unis)
EAU	Émirats arabes unis
EMR	Énergie, Mines et Ressources
EPC	Économie à planification centrale (pays communistes)
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> (États-Unis)
GNC	Gaz naturel comprimé
GPL	Gaz de pétrole liquéfiés
IPL	<i>Interprovincial Pipe Line</i>
LGN	Liquides extraits du gaz naturel
NPC	<i>National Petroleum Council</i> (États-Unis)
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONE	Office national de l'énergie
OPAEP	Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PCRP	Programme canadien de remplacement du pétrole
PED	Pays en développement
PEN	Programme énergétique national
PITRC	Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes
RAP	Récupération assistée du pétrole
RDD	Recherche, développement et démonstration
RSP	Réserve stratégique de pétrole (États-Unis)
TAPS	<i>Trans Alaska Pipeline System</i>

LE PÉTROLE RARETÉ OU SÉCURITÉ?



HOUSE OF COMMONS
CHAMBRE DES COMMUNES
CANADA
K1A 0A6

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources a l'honneur de présenter son

HUITIÈME RAPPORT

Conformément à l'article 96(2) du Règlement, le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources a mené une étude sur les réserves et les ressources pétrolières du pays. Après audition des témoins, le Comité a décidé de présenter le rapport qui suit à la Chambre.

Chairman: Barbara Sparrow
Vice-Chairman: Aurèle Gervais

MEMBERS

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neill
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

Président: Barbara Sparrow
Vice-président: Aurèle Gervais

MEMBRES

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lawrence I. O'Neill
Bob Porter
Ian Waddell—(7)

Le greffier du Comité

(Quorum 4)

Ellen Savage

Ellen Savage

(Quorum 4)

Clerk of the Committee

*Procès-verbaux et témoignages du
Comité permanent*

DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

*Minutes of Proceedings and Evidence
of the Standing Committee on*

ENERGY, MINES AND RESOURCES

CONCERNANT:

Conformément à l'article 96(2) du
Règlement, questions relatives au
Ministère de l'Énergie, des Mines et des
Ressources, spécialement sur les réserves
et ressources pétrolières du Canada.

RESPECTING:

Pursuant to Standing Order 96(2),
matters relating to the Department of
Energy, Mines and Resources,
specifically Canada's oil reserves and
resources.

Y COMPRIS:

Le huitième rapport à la Chambre

INCLUDING:

The Eighth Report to the House



LE PÉTROLE

RARETÉ OU SÉCURITÉ?

Huitième rapport
Comité permanent de
l'énergie, des mines et des ressources

Barbara Sparrow, députée
Présidente
Septembre 1987

JUL 19 1989

